

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 383 932**

51 Int. Cl.:  
**F03D 7/04** (2006.01)  
**F03D 7/02** (2006.01)

12

### TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

- 96 Número de solicitud europea: **08865988 .3**
- 96 Fecha de presentación: **03.12.2008**
- 97 Número de publicación de la solicitud: **2225461**
- 97 Fecha de publicación de la solicitud: **08.09.2010**

54 Título: **Procedimiento para operar una instalación de energía eólica**

30 Prioridad:  
**21.12.2007 DE 102007063082**

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:  
**27.06.2012**

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:  
**27.06.2012**

73 Titular/es:  
**REpower Systems SE  
Überseering 10  
22297 Hamburg, DE**

72 Inventor/es:  
**WORTMANN, Svenja y  
KRÜGER, Thomas**

74 Agente/Representante:  
**Botella Reyna, Antonio**

**ES 2 383 932 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

Procedimiento para operar una instalación de energía eólica

5 La invención se refiere a un procedimiento para operar una instalación de energía eólica, en el que la instalación de energía eólica presenta una torre y un rotor con al menos dos palas del rotor unidas a la torre, en la que cada pala del rotor se puede ajustar o se ajusta con un ángulo de desplazamiento de la pala del rotor predeterminado alrededor de un eje de la pala del rotor, respectivamente, y las palas del rotor se accionan por medio de movimientos externos del viento de modo rotativo alrededor de un eje del rotor previsto transversalmente respecto a los ejes de las palas del rotor. Además, la invención se refiere a una instalación de energía eólica.

10 Las instalaciones de energía eólica de la solicitante de la patente se conocen con las designaciones 5M, MM92, MM82, MM70, así como MD77. Las instalaciones de energía eólica erigidas o instaladas de modo fijo disponen por lo general de un rotor con tres palas de rotor colocadas en él de modo uniforme en un cubo del rotor. Por medio de un sistema de guiado de la operación se regula, dentro de un intervalo de velocidad del viento prefijado, el número de revoluciones por unidad de tiempo del rotor bajo desplazamiento del ángulo de la pala del rotor para el ajuste de una potencia nominal o bien de una potencia prefijada.

15 Para la regulación del número de revoluciones por unidad de tiempo de un rotor de una instalación de energía eólica con un número variables de revoluciones por unidad de tiempo se conocen diferentes enfoques. En este caso se suele diferenciar habitualmente entre dos estados de operación, en concreto la regulación del número de revoluciones por unidad de tiempo en operación a carga parcial y en operación a carga total. Habitualmente, en la operación a carga parcial tiene lugar una denominada "regulación de momentos", y en la operación a carga total tiene lugar una denominada "regulación de inclinación".

20 Por regulación de momentos se entiende una regulación del número de revoluciones por unidad de tiempo, en la que para la consecución de una elevada ganancia de potencia de la instalación de energía eólica se ajusta el número de revoluciones por unidad de tiempo de la instalación en operación a carga parcial a la relación óptima entre la velocidad del contorno del rotor y la velocidad del viento. La ganancia de potencia se describe bien a través del concepto de coeficiente de potencia  $c_p$ , que es un cociente a partir del consumo de potencia de la instalación y la potencia contenida en el movimiento del aire.

25 La relación entre la velocidad del contorno y la velocidad del viento sin obstáculos se denomina relación velocidad periférica / velocidad del viento. Las palas del rotor, en este caso, están ajustadas al ángulo de las palas que genera el mayor momento de accionamiento en el árbol del rotor. El número de revoluciones por unidad de tiempo se ve influenciado a través del momento antagonista en el generador. Esto significa que la magnitud de ajuste para la regulación del número de revoluciones por unidad de tiempo respecto a la denominada regulación de momento es el momento de giro, y en particular, el momento de giro en el generador, que es mayor cuando más potencia extraiga el generador del sistema o bien de la instalación de energía eólica y la alimente en la red.

30 La regulación del número de revoluciones por unidad de tiempo designada como regulación por inclinación, que aplica en la operación a carga total de la instalación de energía eólica, se realiza a través del desplazamiento del ángulo de las palas de la pala del rotor. En caso de que con la velocidad del viento nominal se consiga el momento nominal en el generador (carga nominal), entonces ya no se puede mantener en el punto de trabajo el número de revoluciones por unidad de tiempo por medio de un mayor incremento del momento del generador. Debido a ello se empeora el rendimiento aerodinámico de las palas, sacándolas de su ángulo de ajuste óptimo. Este proceso se denomina "inclinación", procedente del término inglés to pitch = inclinar. El número de revoluciones por unidad de tiempo se ve influenciado, con ello, a partir de la consecución del momento del generador nominal sobre el ángulo de ajuste de las palas.

35 En un gran número de patentes y de artículos técnicos se describen regulaciones de instalaciones de energía eólica con un número variable de revoluciones por unidad de tiempo por medio de desplazamiento de las palas (regulación por inclinación), así como la influencia del momento del generador (regulación de momentos o de potencia). En todos los procedimientos conocidos se regula finalmente el número de revoluciones por unidad de tiempo de la instalación de energía eólica. En el intervalo de operación a carga parcial se intenta actualizar el número de revoluciones por unidad de tiempo a la velocidad del viento, para de este modo mantener el rotor con un ángulo de palas constante en el punto de funcionamiento energético óptimo. En la operación a carga parcial se intenta mantener constantes el número de revoluciones por unidad de tiempo y el momento de giro. En este caso se regula el número de revoluciones por unidad de tiempo por medio de la variación del ángulo de las palas.

40 Además se conoce el hecho de que por medio de rachas o vientos turbulentos y de dirección cambiante, cizallamientos del viento, así como asimetrías de componentes, se puede excitar a una instalación de energía eólica para que se produzcan oscilaciones de la torre. En este caso, la torre de la instalación de energía eólica oscila con la

primera frecuencia propia de la red, así como con la primera y la tercera frecuencia de giro del rotor.

En el documento WO 2007/053031 A1 se da a conocer un procedimiento para la amortiguación de las oscilaciones de la torre de una instalación de energía eólica, en el que las oscilaciones propias de la torre de la instalación de energía eólica son amortiguadas. En la amortiguación de las oscilaciones propias de la torre se ha de evitar en este caso la excitación de frecuencias propias.

Además, el documento EP-A-1 719 910 da a conocer un procedimiento para la amortiguación de oscilaciones de una instalación de energía eólica, determinándose un ángulo de ajuste del rotor, en el que el ángulo de ajuste del rotor se complementa con un ángulo de ajuste de la pala para la generación de un empuje sobre las palas del rotor para la amortiguación de la oscilación.

Además, en el artículo de Y.UEDA, "Development of Next Generation 2MW Class Large Wind Turbines" (Mitsubishi Heavy Industries Ltd., Technical Review, Vol. 41 (Nº 5 (Octubre 2004))) se describe de modo general la amortiguación de oscilaciones de torres de instalaciones de energía eólica.

Partiendo de este estado de la técnica, el objetivo de la presente invención reside en el hecho de hacer posible una operación segura de una instalación de energía eólica incluso en el caso de vientos turbulentos en la región de la instalación de energía eólica, habiéndose de mantener en valores lo más reducidos posibles el coste para ello.

El objetivo se consigue en el procedimiento para operar una instalación de energía eólica, en la que la instalación de energía eólica presenta una torre y un rotor con al menos dos palas del rotor unidas con la torre, en la que cada pala del rotor se puede ajustar o está ajustada de modo correspondiente alrededor de un eje de pala del rotor con un ángulo de desplazamiento predeterminado de la pala del rotor, y en la que las palas del rotor se accionan de modo rotativo por medio de movimientos exteriores del viento alrededor de un eje del rotor previsto transversalmente respecto a los ejes de la pala del rotor, gracias al hecho de que el ángulo de desplazamiento de la pala del rotor se modifique para cada pala del rotor dependiendo de las oscilaciones laterales de la torre independientemente y/o de modo individual, y al hecho de que las amplitudes de las oscilaciones laterales de la torre inducidas en particular por medio de los movimientos exteriores del viento se amortigüen.

La invención se basa en la idea de usar una de las magnitudes de entrada dependiente de la oscilación excitada por medio de los movimientos del viento en el intervalo de la frecuencia propia de la torre o bien una magnitud de entrada que se corresponda con la oscilación en el intervalo de la frecuencia propia de la torre, que varíe durante el tiempo de funcionamiento, para una regulación del ángulo de desplazamiento de la pala del rotor, llevando la magnitud de entrada dependiente de la oscilación propia a una variación del ángulo de desplazamiento ajustado de la pala del rotor.

Por medio de la regulación conforme a la invención se reducen las oscilaciones de la torre, en particular laterales, de modo continuado en su amplitud, proporcionando para ello la regulación los ángulos de las palas de modo individual teniendo en cuenta el movimiento de la torre, en particular lateral. Con ello se ejerce una influencia sobre las fuerzas laterales que atacan en la cabeza de la torre en una reacción a las desviaciones de la torre por medio de los desplazamientos individuales realizados de las palas del rotor, que también se pueden realizar de modo independiente entre sí, de manera que las oscilaciones de la torre se amortiguan. En este caso, el ángulo de la pala o bien el ángulo de desplazamiento de la pala del rotor se escoge de tal manera que las fuerzas resultantes que actúan lateralmente en la torre se contrapongan a la oscilación de la torre. El desplazamiento o el ajuste del ángulo de la pala del rotor de las palas del rotor se realiza preferentemente por medio de sistemas o unidades o dispositivos de desplazamiento de la pala del rotor hidráulicos o eléctricos o electro-mecánicos. Cuando en el presente contexto se habla de oscilaciones en el intervalo de la(s) frecuencia(s) propia(s) de la torre, entonces éstas son, o bien esto se refiere en el marco de la puesta en conocimiento de la invención a oscilaciones en el intervalo de la(s) frecuencia(s) propias(s) de la torre, en particular laterales, de  $\pm 25\%$ , en particular de  $\pm 10\%$ , prefiriéndose aún más  $\pm 5\%$ , de la(s) frecuencia(s) propia(s), preferentemente de las frecuencias propias laterales de la torre. En particular, se tienen en cuenta las oscilaciones laterales en el intervalo de las primeras, y dado el caso, también de las segundas frecuencias propias laterales (de la torre) para la amortiguación de las oscilaciones laterales de la torre. En el marco de la invención también se pueden considerar oscilaciones laterales en el intervalo de frecuencias propias de la torre (laterales) más elevadas.

En el caso de las oscilaciones laterales que han de ser amortiguadas se trata fundamentalmente de oscilaciones de la torre que son inducidas por medio de comportamientos racheados de viento exteriores, o bien por medio de rachas de viento. Estas oscilaciones laterales de la torre ocasionadas por medio de rachas de viento, que bajo condiciones normales no se originan ni se producen, hasta el momento apenas se amortiguaban, o no se amortiguaban en absoluto, o se amortiguaban de modo insuficiente, de manera que a largo plazo se originan en el funcionamiento de una instalación de energía eólica perjuicios referidos a la utilización de componentes cargados

mecánicamente, que en el caso de un reconocimiento deficiente, así como en el caso de un reconocimiento no realizado a tiempo llevan a daños duraderos en la instalación de energía eólica, y con ello ponen en peligro el funcionamiento de la instalación. En su conjunto, por medio de la amortiguación de oscilaciones laterales conforme a la invención de la torre se consigue un funcionamiento seguro de la instalación de energía eólica en el caso de vientos turbulentos o rachas de vientos.

Además de propone que por medio de las variaciones individuales del ángulo de desplazamiento de la pala del rotor de las palas del rotor se genere una fuerza transversal en el rotor por medio de la que se amortigüen las oscilaciones laterales de la torre, en particular las oscilaciones laterales en el intervalo de una frecuencia de oscilación propia lateral de la torre.

En particular, la fuerza transversal o el tamaño de la fuerza transversal se genera dependiendo de la amplitud o de las amplitudes de las oscilaciones laterales de la torre en el intervalo de la frecuencia propia lateral de la torre, o bien el tamaño de la fuerza transversal generada depende de la amplitud de la oscilación lateral de la torre de la torre en el intervalo de la frecuencia propia de la torre, es decir, de la frecuencia propia lateral de la torre.

En este caso es ventajoso, además, que el ángulo de desplazamiento de la pala del rotor de las palas del rotor varíe o se ajuste de tal manera que la fuerza transversal generada en el rotor se varíe de modo periódico. Gracias a ello se reducen las oscilaciones laterales de la torre de la instalación de energía eólica en su amplitud, o bien se amortiguan de modo dirigido de manera correspondiente.

Además, una variante del procedimiento se caracteriza porque la fuerza transversal generada en el rotor varía periódicamente con una frecuencia, en la que, en particular, la frecuencia está en el intervalo de la frecuencia propia lateral de la torre.

Para amortiguar las oscilaciones laterales de la torre de una instalación de energía eólica de un modo ventajoso, se ajusta la posición de fase de la variación periódica de la fuerza transversal generada de un dispositivo de regulación, en particular dinámico, de tal manera que la fuerza transversal se contrapone a la oscilación propia lateral de la torre. Gracias a ello se consigue o se conforma un desplazamiento de fase en la regulación de la amortiguación de oscilación lateral, teniéndose en cuenta en este caso retrasos (temporales) o bien los tiempos de retraso de la señal del sistema de inclinación (sistema de desplazamiento de las palas del rotor), así como características dinámicas de la torre u otros parámetros relevantes que influyen directa o indirectamente en las oscilaciones laterales, como por ejemplo la rigidez o la inercia de masas de las torres, de la cestilla, el rotor, así como efectos o parámetros dinámicos y/o aerodinámicos, o parámetros de funcionamiento, etc.

Según una forma de realización, el ángulo de desplazamiento de la pala del rotor de las palas del rotor para cada pala del rotor se corrige por medio de un valor de corrección del ángulo de desplazamiento que depende de la oscilación en el intervalo de la frecuencia de oscilación propia, de manera que un nuevo ángulo de desplazamiento de la pala del rotor se determina de modo individual para cada pala del rotor. Gracias a ello, durante el tiempo de funcionamiento de la instalación de energía eólica se produce una regulación dinámica y temporal para la amortiguación de las oscilaciones laterales de la torre, realizándose el ajuste o las variaciones del ángulo de las palas del rotor en duraciones temporales predeterminadas.

En el caso de que haya varias palas del rotor en una instalación de energía eólica, entonces según otra forma de realización está previsto que después de determinar el nuevo ángulo de desplazamiento individual de las palas del rotor de cada pala del rotor las palas del rotor se ajusten con los ángulos de desplazamiento de las palas del rotor nuevos determinados correspondientes. Para varias palas del rotor, el ángulo de desplazamiento de la pala del rotor correspondiente se corrige, respectivamente, por medio de un valor de corrección del ángulo de desplazamiento predeterminado individual, de manera que para cada pala del rotor se determine un nuevo valor de desplazamiento de las palas del rotor corregido de modo individual.

De modo correspondiente, después de la determinación del nuevo ángulo de desplazamiento individual de las palas del rotor se ajusta cada pala del rotor con el nuevo ángulo de desplazamiento individual de las palas del rotor correspondiente. Por medio de la determinación y el ajuste individual del ángulo de desplazamiento de la pala del rotor correspondiente se tiene en cuenta, por ejemplo, la posición correspondiente de las palas del rotor alrededor del eje del rotor, gracias a lo cual se realiza un desplazamiento individual de las palas, y con ello se ejerce una influencia dirigida sobre las fuerzas laterales que atacan en la torre y que la excitan a la oscilación. Por medio del desplazamiento independiente correspondiente de las palas del rotor individuales se amortigua la oscilación lateral de la torre del modo deseado durante la operación de la instalación de energía eólica.

Además, el procedimiento se caracteriza porque los ángulos de desplazamiento individuales de las palas del rotor de las palas del rotor varían o se ajustan de modo continuado y/o de modo regular durante la rotación de las palas del

rotor alrededor del eje del rotor.

5 Además, en una variante del procedimiento está previsto que la oscilación en el intervalo de la frecuencia de oscilación propia de la torre, así como los ángulos de desplazamiento individuales de las palas del rotor se determinen de modo continuado y/o de modo regular, preferentemente en intervalos temporales predeterminados, durante la operación de la instalación de energía eólica, para realizar con ello un ajuste o una regulación dinámica de las variables activas que llevan a una oscilación lateral de la torre, y amortiguar las desviaciones laterales de la torre.

10 Además, en una forma de realización del procedimiento se prefiere que el ángulo de desplazamiento de la pala del rotor de las palas del rotor varíe de modo continuado dependiendo de la oscilación momentánea determinada en el intervalo de la frecuencia de oscilación propia de la torre.

15 Además, preferentemente los ángulos de desplazamiento de las palas del rotor de las palas del rotor varían dependiendo de las posiciones de las palas del rotor de las palas del rotor que rotan alrededor del eje del rotor.

20 De manera ventajosa, se registran las oscilaciones en el intervalo de la frecuencia de oscilación propia de la torre por medio de al menos un sensor de aceleración, estando conformado o estando asignado en este caso, ventajosamente, el sensor de aceleración en la cestilla o bien en la carcasa de la máquina de una instalación de energía eólica que están dispuestas o que se disponen en la torre. En particular, en la cabeza de la torre están dispuestos de modo correspondiente sensores de aceleración para registrar las oscilaciones laterales de la torre.

25 Además, el procedimiento se caracteriza porque a partir de las oscilaciones registradas en el intervalo de la frecuencia de oscilación propia de la torre y de un factor de amplificación, en particular individual, predeterminado para cada torre, se determina un valor de corrección del máximo ángulo de desplazamiento de la pala. Este máximo ángulo de desplazamiento de la pala se determina para el cálculo o bien para la determinación de un nuevo ángulo de desplazamiento de la pala que se ha de ajustar teniendo en cuenta la posición de las palas del rotor alrededor del eje del rotor, para ocasionar de modo correspondiente una variación de la pala del rotor.

30 En este caso, el valor máximo de corrección del ángulo de desplazamiento de la pala depende de la evolución temporal de la oscilación en el intervalo de la frecuencia de oscilación propia de la torre. Prescribiendo un ángulo de las palas del rotor prescrito para todas las palas del rotor, la posición correspondiente del ángulo de las palas del rotor está realizada como respuesta a las características dinámicas del viento, así como a las características dinámicas de la torre inducidas por medio del movimiento del viento.

35 Además, el objetivo se consigue por medio de una instalación de energía eólica que está conformada para la realización del procedimiento descrito anteriormente conforme a la invención. Para evitar repeticiones se hace referencia expresa a las realizaciones anteriores.

40 La invención se describe a continuación a partir de un ejemplo de realización haciendo referencia a los dibujos a modo de ejemplo, haciéndose referencia expresa a los dibujos por lo que se refiere a todas las particularidades conformes a la invención no explicadas en más detalle. Se muestra:

45 Fig. 1 una vista esquemática de un esquema de conexiones conforme a la invención;

Fig. 2 de modo esquemático, un diagrama de bloques para la generación de una equivalencia de excitación a partir de una aceleración lateral de la torre;

50 Fig. 3 en la parte izquierda, la evolución esquemática de diversas magnitudes físicas, y en la parte derecha, una vista delantera esquemática de una instalación de energía eólica;

Fig. 4 de modo esquemático, la evolución de las posiciones laterales de la torre con y sin amortiguación de las oscilaciones laterales de la torre y

55 Fig. 5 de modo esquemático, la evolución temporal de la frecuencia propia de la torre y la frecuencia de giro del rotor.

En las siguientes figuras, los elementos correspondientemente iguales o del mismo tipo, o bien las partes correspondientes están provistas de las mismas cifras de referencia, de manera que se evita una nueva presentación correspondiente.

60 La Fig. 1 muestra de modo esquemático un esquema de conexiones, según el cual se determinan los ángulos de desplazamiento individuales de las palas del rotor TPD1, TPD2 y TPD3 para las palas correspondientes del rotor

RB1, RB2 y RB3 de una instalación de energía eólica W (véase Fig. 3).

En este caso, en este ejemplo de realización, una instalación de energía eólica W (tipo MM) dispone de un rotor de tres palas, tal y como está representado en la parte derecha de la Fig. 3. El rotor dispone en este caso de palas del rotor RB1, RB2 y RB3, y está dispuesto sobre una torre T o bien sobre la cabeza de la torre. El eje de giro del rotor está conformado de modo perpendicular respecto al plano del dibujo. Las palas del rotor RB1, RB2 y RB3 están dispuestas alrededor de sus ejes de palas del rotor RA1, RA2 y RA3 en el rotor de modo giratorio. Por medio de un dispositivo de desplazamiento correspondiente se ajustan las placas del rotor RB1, RB2 y RB3 con un ángulo predeterminado de palas del rotor GPW común.

Por medio de un sensor de aceleración 11 (véase Fig. 1), que está dispuesto, por ejemplo, en la cestilla o bien en la carcasa de la máquina de una instalación de energía eólica W, se registra la aceleración lateral de la torre T o bien de la cabeza de la torre.

El sensor de aceleración 11 transmite sus señales de medición a una unidad de evaluación 12, por medio de la cual se determina una magnitud de excitación SE o amplitud de desplazamiento que se corresponde con la aceleración medida del sensor de aceleración 11. En este caso se registra, en particular, la magnitud de excitación SE dependiente de la oscilación de modo continuado durante el funcionamiento de la instalación de energía eólica. Por medio de la unidad de evaluación 12 se determina, en particular, una magnitud de excitación SE que depende de la aceleración lateral de la torre o bien del movimiento de la torre (oscilación de la torre). La generación de la magnitud de excitación SE o bien de la equivalencia de excitación a partir de la aceleración lateral de la torre está representada de modo esquemático en la Fig. 2.

En este caso, las señales de medición del sensor de aceleración 11 se filtran en la unidad de evaluación 12 por medio de un filtro paso banda 121 referidas a una primera frecuencia propia de la torre, y a continuación se desplazan en la fase por medio de un elemento de desplazamiento de fase 122 de tal manera que resulta una magnitud de excitación SE.

Opcionalmente, tal y como está representado en la Fig. 2, después del filtrado de la frecuencia propia por medio del filtro paso banda 121, por medio de un filtro de muesca 123 o de varios filtros de muesca 123, 124 se pueden filtrar las frecuencias 1P y 3P eliminándolas de la señal de aceleración de la torre lateral. En este caso, se filtran las señales del sensor por medio de los filtros 123, 124, presentando los filtros 123, 124 una (buena) transparencia en el intervalo de la frecuencia lateral propia de la torre, en particular de la primera frecuencia propia de la torre, y dado el caso, de frecuencias propias de la torre laterales de mayor orden.

Por medio del desplazamiento de fase realizado por el elemento de desplazamiento de fase 122, a través del que se influye en la magnitud de excitación SE, es posible tener en consideración en la magnitud de excitación los retrasos (temporales) del sistema de inclinación o los tiempos de retraso de señal, así como la dinámica o bien las características mecánicas (así como dinámicas), como por ejemplo la rigidez y/o las inercias de masas) de componentes importantes de la instalación de energía eólica (torre, cestilla, rotor, etc.) sobre las que actúan las oscilaciones laterales de la torre, u otras magnitudes, como por ejemplo la aerodinámica o parámetros (de operación) dinámicos o bien aerodinámicos de modo correspondiente, e integrarlos en la amortiguación activa conforme a la invención de las oscilaciones laterales para la amplitud de desplazamiento para maximizar el efecto de amortiguación.

El uso de los filtros de muesca 123, 124 se realiza cuando se ha de partir del hecho de que en la operación de la instalación de energía eólica se ha de contar con una aparición habitual de las denominadas frecuencias 1 P y 3P. En una sencilla forma de realización se prescinde de la conexión intermedia de los filtros de muesca 123, 124 entre el filtro paso banda 121 y el elemento de desplazamiento de fase 122. Por medio del elemento de desplazamiento de fase 122 o bien por medio de la magnitud de excitación SE desplazada en fase se consigue un apagado rápido de la oscilación excitada de la torre.

La magnitud de excitación SE determinada en la unidad de evaluación 12 o bien el equivalente de la simulación se compara a continuación en un dispositivo de comparación 13 con el valor teórico  $SE_{SOLL}$  de la magnitud de excitación SE, determinándose la diferencia entre los dos valores.

En el presente ejemplo de realización se pone el valor teórico  $SE_{SOLL}$  de la magnitud de excitación SE a 0 (cero), ya que se ha de amortiguar la oscilación de la torre, debido a lo cual se ha de reducir la excitación a cero, o bien se ha de amortiguar la oscilación o la amplitud de oscilación de la torre. En este caso es válida, en particular, la siguiente ecuación:

$$y_{in} = (SE_{SOLL} - SE) * G_{LATOD} = -SE * G_{LATOD}$$

En particular, según la invención, se prefiere una relación lineal entre la amplitud de desplazamiento y la o las aceleraciones medidas.

5 En esta comparación entre el valor teórico y el valor real, el factor de amplificación  $G_{LATOD}$  amplifica la diferencia de regulación. La amplificación de la comparación entre el valor teórico y el valor real con la magnitud  $G_{LATOD}$  se realiza en la unidad de amplificación 14.

10 Bajo la condición de que el valor teórico  $SE_{SOLL}$  de la magnitud de excitación SE se pone a 0 (cero), se da como magnitud de entrada dependiente de la frecuencia propia la señal  $y_{in}$  a una unidad de transformación 15.

15 La amplificación óptima o el factor de amplificación  $G_{LATOD}$  óptimo dependen en este caso de las características de la torre, como la primera frecuencia de la torre, así como de la amplificación de la señal de aceleración por medio de la preparación de la señal hasta el momento. En particular, en el factor de amplificación  $G_{LATOD}$  se tienen en cuenta las variables activas relevantes para la oscilación y/o las características específicas de la torre. Por ejemplo, para una instalación de energía eólica investigada del tipo MM de la solicitante de patente resulta una amplificación óptima para  $G_{LATOD}$  de aproximadamente  $4,5 \text{ }^\circ/(\text{m s}^2)$ .

20 Para la magnitud de excitación o para el equivalente de excitación SE se ha de presuponer en este caso que la aceleración lateral medida de la torre se ha de desplazar claramente en la fase para conseguir una amortiguación de oscilación lateral efectiva y rápida. En este caso, el desplazamiento de fase óptimo de la magnitud de excitación SE depende del retraso a través del denominado sistema de inclinación, y de las características de la torre, así como de la primera frecuencia propia de la torre.

25 Por ejemplo, para una instalación de energía eólica MM de la solicitante de patente con una primera frecuencia propia de la torre de aprox. 0,3275 Hz y un retraso de aprox. 300 ms a través del sistema de inclinación se ha visto como óptimo un desplazamiento de fase total de la aceleración lateral de la torre de  $70^\circ$  a  $80^\circ$  referido a la frecuencia de oscilación de la torre. También se puede pensar en otro desplazamiento de fase en  $180^\circ$ , y en una intercalación de una señal inversa. Este desplazamiento de fase se puede generar o bien por medio de los filtros, por medio de la admisión de la posición del rotor con un offset, o por medio de la combinación de ambos.

30 En otra forma de realización, la señal de aceleración se filtra previamente para eliminar los ruidos de medición, etc., gracias a lo cual se han de considerar desplazamientos de fase eventualmente ocasionados por ello.

35 El valor del desplazamiento de fase óptimo se determina de modo ventajoso por medio de cálculos de simulación, en los que el desplazamiento de fase y la amplificación  $G_{LATOD}$  se optimizan de tal manera que resulta una amortiguación (suficiente) predeterminada o que se puede predeterminar con una actividad de regulación mínima. Para ello se pueden emplear o usar procedimientos para la optimización de parámetros. Alternativamente se pueden optimizar los ajustes del regulador también por medio de ensayos sobre el terreno, lo que, sin embargo, requiere mucho tiempo.

40 Adicionalmente, la unidad de transformación 15 recibe como otra magnitud de entrada la posición del rotor  $R_P$  registrada por un sensor 21, que se admite en una unidad de operación 22 opcional con un offset de la posición del rotor  $R_{PO}$ . En este caso se puede predeterminar y escoger libremente el offset de la posición del rotor.

45 A partir de las magnitudes de entrada  $y_{in}$  y de la posición del rotor (modificada opcionalmente)  $\omega t = R_P + R_{PO}$  se determinan en la unidad de transformación 15 por medio de una transformación de giro los valores de corrección de los ángulos de desplazamiento individuales IPD1, IPD2, IPD3. La posición del rotor se superpone por una oscilación de la señal de aceleración fundamentalmente sinusoidal. Gracias a ello resulta (ya que no hay ninguna oscilación con número de revoluciones por unidad de tiempo en el rotor) un desplazamiento de fase que varía de modo continuado entre la posición del rotor y el ángulo máximo de las palas.

50 En este caso, para los valores de corrección de los ángulos de desplazamiento individuales IPD1, IPD2, IPD3, considerando la frecuencia propia de la torre determinada, son válidas las siguientes ecuaciones:

$$IPD1 = y_{in} * \cos(\omega t) \quad (\text{para la pala del rotor RB1})$$

$$IPD2 = y_{in} * \cos(\omega t - \frac{2}{3}\pi) \quad (\text{para la pala del rotor RB2})$$

$$IPD3 = y_{in} * \cos(\omega t + \frac{2}{3}\pi) \quad (\text{para la pala del rotor RB3})$$

5 El ángulo de desplazamiento de la pala total individual para cada pala del rotor RB1, RB2 y RB3 resulta a partir de la adición de los ángulos de desplazamiento de las palas GPW colectivos o comunes prefijados por una regulación de inclinación 31 para cada pala individual del rotor.

10 Con ello resultan los nuevos ángulos de regulación de las palas del rotor TPD1, TPD2 y TPD3 después del filtrado de las señales de aceleración laterales con un filtro pasa banda y el desplazamiento de la fase por medio de un filtro paso bajo para las tres palas del rotor RB1, RB2, RB3 diferentes de la siguiente manera:

$$TPD1 = GPW - SE * G_{LATOD} * \cos(\omega t) \quad (\text{para RB1})$$

$$TPD2 = GPW - SE * G_{LATOD} * \cos(\omega t - \frac{2}{3}\pi) \quad (\text{para RB2})$$

$$TPD3 = GPW - SE * G_{LATOD} * \cos(\omega t + \frac{2}{3}\pi) \quad (\text{para RB3})$$

15 Además, en otra forma de realización de la regulación del ángulo de desplazamiento de la pala del rotor, la diferencia de ángulo máxima entre las palas individuales del rotor está limitada a algunos grados, para evitar fuertes movimientos de las palas del rotor o fuertes movimientos de inclinación. El límite superior y el límite inferior para los movimientos de desplazamiento de las palas del rotor se predeterminan por lo que se refiere a la carga del rotor y de la torre y las cargas del sistema de desplazamiento de las palas del rotor. En experimentos se ha mostrado que una limitación de este tipo para los valores de corrección de desplazamiento de los ángulos del rotor, bajo ciertas circunstancias, no es necesaria. Esto depende, en particular, de las características de la instalación de energía eólica.

20 Para mantener en valores reducidos el desgaste adicional para el sistema de desplazamiento de las palas, se ha demostrado como ventajoso el hecho de activar el procedimiento conforme a la invención sólo cuando sea necesario.

30 Por un lado, se limita el empleo de modo ventajoso a intervalos de operación críticos. En el caso de instalaciones "onshore", estos son, por ejemplo, el arranque y la parada del rotor pasando la frecuencia propia lateral de la torre, así como el intervalo de potencia nominal. La activación en el intervalo de potencia nominal puede realizarse, por ejemplo, de modo ventajoso, directamente por medio de la potencia del generador, por ejemplo sobrepasando en 90% ó 95%, en particular también 98% ó 99,5%, la potencia nominal. Alternativamente también se puede realizar la activación por medio de la supervisión del ángulo colectivo de las palas, o bien dependiendo del ángulo común de desplazamiento de las palas GPW. De modo adecuado, se activa una regulación correspondiente conforme a la invención con un ángulo de desplazamiento de la pala común GPW de un valor de GPW ≥ 1° ó 2° a 8°, en particular de 3°, 4° o 5°.

40 En el caso de instalaciones "offshore", hay otro intervalo de operación crítico, cuando las olas inciden transversalmente a la dirección del viento en la estructura de soporte de una instalación de energía eólica. Esto se puede reconocer por medio de sensores de olas, que independientemente de la dirección de las olas (relativas al viento) y de la altura de las olas activan la regulación conforme a la invención.

45 Además, el empleo o el uso de la regulación se limitan a cuando se sobrepasa un nivel de oscilación predeterminado, es decir, se añade desde el punto de vista de la regulación una banda muerta de la oscilación de la torre en la que no reacciona el regulador o el dispositivo de regulación. Los valores umbrales ventajosos para una aceleración medida de la cabeza de la torre pueden estar, dependiendo de la rigidez de la torre, así como de otras magnitudes de las características (dinámicas) de la instalación de energía eólica o bien de la torre que influyen en las oscilaciones laterales, y/o las características del sistema de desplazamiento de las palas, en el intervalo de 0,01 m/s<sup>2</sup> y de 0,6 m/s<sup>2</sup>, en particular 0,2 m/s<sup>2</sup> ó 0,3 m/s<sup>2</sup>. Con esta medida se evita, además, que se prefijen ángulos de desplazamiento de las palas que oscilen con amplitudes demasiado reducidas que, entonces, como consecuencia de la holgura del engranaje, no puedan ser seguidos en los accionamientos de desplazamiento de las palas.

55 En su conjunto, según la invención, el ángulo de las palas del rotor individual que se ajusta ha de tener en todo momento un tamaño tal que no se produzcan en la instalación los denominados efectos de establo; es decir, un arranque de la circulación alrededor de la pala del rotor. La variación o la variación temporal del ángulo de

desplazamiento de la pala del rotor se limita preferentemente a las tasas permitidas máximas por medio del sistema de inclinación.

5 En la Figura 3 se muestra en la región izquierda de modo esquemático, y a modo de ejemplo, la evolución temporal de la posición del rotor  $R_P$  [rad], así como la magnitud de entrada  $y_{in}$  [rad], así como el ángulo de desplazamiento de la pala del rotor TPD1 calculado de modo correspondiente a partir de éstas para la pala del rotor RB1, el ángulo de desplazamiento de la pala del rotor TPD2 para la pala del rotor RB2, y el ángulo de desplazamiento de la pala del rotor TPD3 para la pala del rotor RB3 con un ángulo de inclinación colectivo y constante GPW.

10 La Figura 5 muestra las mismas relaciones que en la Figura 3 para una duración mayor. Se puede reconocer cómo la superposición de la frecuencia propia de la torre y la frecuencia de giro del rotor lleva al desplazamiento de fase que varía de modo continuo entre la posición del rotor y el ángulo de la pala máximo: en el instante  $t = 20$  s, el ángulo de la pala de la pala del rotor RB1 con la posición del rotor 6 rad se encuentra en un máximo, 10 segundos más tarde, con  $t = 30$  s, con la misma posición del rotor, se encuentra aproximadamente en un mínimo.

15 En la práctica se ha mostrado que por medio del ángulo de desplazamiento individual de las palas del rotor, en las que se han ajustado los ángulos de desplazamiento de las palas del rotor a partir de la frecuencia propia de la torre considerada, las posiciones de las torres oscilan claramente menos en sus desviaciones o amplitudes a lo largo del tiempo, tal y como está representado en la Fig. 4 a modo de ejemplo.

20 La curva dibujada en la Figura 4 con las líneas más delgadas muestra la evolución lateral de la posición de la torre de una instalación de energía eólica sin amortiguación, mientras que las líneas más gruesas muestran la evolución de la posición lateral de la torre con la amortiguación de las oscilaciones laterales de la torre.

25 Por medio de la amortiguación clara de las oscilaciones laterales de la torre en la operación nominal se consigue que la instalación de energía eólica se opere sin una influencia relevante de los movimientos longitudinales de la torre y de las potencias eléctricas. Los ángulos de las palas oscilan en este caso muy poco, con menos de  $\pm 1^\circ$ .

30 Por medio del uso de la regulación conforme a la invención se consigue que el número de las desconexiones de las instalaciones de energía eólica como consecuencia de oscilaciones laterales muy fuertes de la torre se reduzca, gracias a lo cual se incrementa el rendimiento para la generación de potencia eléctrica. Además se consigue que la reducción de las cargas de fatiga de la torre por medio de las oscilaciones laterales de la torre en la región nominal, y también en las desconexiones, lleven a un incremento en la vida útil o bien a un ahorro de materiales en la construcción y la operación de una instalación de energía eólica.

35 Puesto que las oscilaciones se determinan en el intervalo de la frecuencia propia de la torre durante la operación de forma continuada, durante todo el tiempo de funcionamiento de la instalación de energía eólica, los ángulos de desplazamientos de las palas del rotor determinados de modo individual, preferentemente dentro de un intervalo predeterminado de ángulos de por ejemplo  $1^\circ$ ,  $2^\circ$ ,  $3^\circ$ ,  $4^\circ$  ó  $5^\circ$ , llevan a una reducción de las oscilaciones laterales de la torre.

Lista de símbolos de referencia

45	11	Sensor de aceleración
	12	Unidad de evaluación
	13	Unidad de comparación
	14	Unidad de amplificación
	15	Unidad de transformación
	31	Regulación por inclinación
50	121	Filtro paso banda
	122	Elemento de desplazamiento de fase
	123	Filtro de muesca
	124	Filtro de muesca
55	SE	Magnitud de excitación
	$SE_{SOLL}$	Valor teórico
	$G_{LATOD}$	Factor de amplificación
	$y_{in}$	Valor de entrada
	$R_P$	Posición del rotor
60	$R_{PO}$	Posición del rotor (offset)
	IPD1, IPD2, IPD3	Valor de corrección del ángulo de desplazamiento
	RB1	Pala del rotor 1

## ES 2 383 932 T3

	RB2	Pala del rotor 2
	RB3	Pala del rotor 3
	RA1, RA2, RA3	Eje de la pala del rotor
	GPW	Ángulo de desplazamiento de la pala común
5	W	Instalación de energía eólica
	T	Torre

**REIVINDICACIONES**

1. Procedimiento para operar una instalación de energía eólica (W), en el que la instalación de energía eólica (W) presenta una torre (T) y un rotor con al menos dos palas del rotor (RB1, RB2, RB3) unidas a la torre, en la que cada pala del rotor (RB1, RB2, RB3) se puede ajustar o se ajusta con un ángulo de desplazamiento de la pala del rotor (GPW) predeterminado alrededor de un eje de la pala del rotor (RA1, RA2, RA3), respectivamente, y las palas del rotor (RB1, RB2, RB3) se accionan por medio de movimientos externos del viento de modo rotativo alrededor de un eje del rotor previsto transversalmente respecto a los ejes de las palas del rotor (RA1, RA2 RA3), caracterizado porque el ángulo de desplazamiento de la pala del rotor (GPW) para cada pala del rotor (RB1, RB2, RB3), dependiendo de las oscilaciones laterales de la torre, se modifica independientemente y/o individualmente de tal manera que se amortiguan las amplitudes de las oscilaciones laterales de la torre (T) inducidas en particular por medio de los movimientos exteriores del viento.
2. Procedimiento según la reivindicación 1, caracterizado porque por medio de las variaciones individuales del ángulo de desplazamiento de la pala del rotor (GPW) de las palas del rotor (RB1, RB2, RB3) se genera una fuerza transversal en el rotor por medio de la cual se amortiguan las oscilaciones laterales de la torre (T), en particular las oscilaciones laterales en el intervalo de una frecuencia de oscilación propia de la torre (T).
3. Procedimiento según la reivindicación 2, caracterizado porque la magnitud de la fuerza transversal se origina dependiendo de las amplitudes de la oscilación lateral de la torre en el intervalo de la frecuencia propia lateral de la torre.
4. Procedimiento según la reivindicación 2 a 3, caracterizado porque los ángulos de desplazamiento de las palas del rotor (GPW) de las palas del rotor (RB1, RB2, RB3) varían de tal manera que la fuerza transversal generada en el rotor varía de modo periódico.
5. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 2 a 4, caracterizado porque la fuerza transversal varía de modo periódico con una frecuencia, estando, en particular, la frecuencia, en el intervalo de la frecuencia propia lateral de la torre.
6. Procedimiento según la reivindicación 5, caracterizado porque la posición de fase de la variación periódica de la fuerza transversal se ajusta por parte de un dispositivo de regulación de tal manera que se contrarresta la fuerza transversal de la oscilación propia de la torre.
7. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, caracterizado porque el ángulo de desplazamiento de la pala del rotor (GPW) de las palas del rotor (RB1, RB2, RB3) para cada pala del rotor (RB1, RB2, RB3) se corrige por medio de un valor de corrección del ángulo de desplazamiento (IPD1, IPD2, IPD3) que depende de la oscilación en el intervalo de la frecuencia de oscilación propia de la torre, de manera que se determina un nuevo ángulo de desplazamiento de la pala del rotor (TPD1, TPD2, TPD3) para cada pala del rotor (RB1, RB2, RB3).
8. Procedimiento según la reivindicación 7, caracterizado porque después de la determinación del nuevo ángulo de desplazamiento de la pala del rotor individual (TPD1, TPD2, TPD3) de cada pala del rotor (RB1, RB2, RB3), las palas del rotor (RB1, RB2, RB3) se ajustan con el nuevo ángulo de desplazamiento de la pala del rotor determinado correspondiente (TPD1, TPD2, TPD3).
9. Procedimiento según la reivindicación 7 u 8, caracterizado porque los ángulos individuales de desplazamiento de la pala del rotor (TPD1, TPD2, TPD3) de las palas del rotor (RB1, RB2, RB3) varían o se ajustan de modo continuado y/o de modo regular durante la rotación de las palas del rotor (RB1, RB2, RB3) alrededor del eje del rotor.
10. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, caracterizado porque las oscilaciones se determinan en el intervalo de la frecuencia de oscilación propia de la torre (T) de modo continuado y/o de modo regular, preferentemente en intervalos temporales predeterminados, durante la operación de la instalación de energía eólica (W).
11. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 10, caracterizado porque los ángulos de desplazamiento de las palas del rotor (TPD1, TPD2, TPD3) de las palas del rotor (RB1, RB2, RB3) varían de modo continuado dependiendo de la oscilación momentánea determinada en el intervalo de la frecuencia de oscilación propia de la torre (T).
12. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11, caracterizado porque los ángulos de

desplazamiento de las palas del rotor (TPD1, TPD2, TPD3) de las palas del rotor (RB1, RB2, RB3) varían dependiendo de las posiciones de las palas del rotor ( $R_P$ ) de las palas del rotor (RB1, RB2, RB3) que rotan alrededor del eje del rotor.

- 5 13. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12, caracterizado porque las oscilaciones se registran en el intervalo de la frecuencia de oscilación propia de la torre (T) por medio de al menos un sensor de aceleración (11).
- 10 14. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 13, caracterizado porque a partir de las oscilaciones registradas en el intervalo de la frecuencia de oscilación propia de la torre (T) y un factor de amplificación ( $G_{LATOD}$ ) predeterminado para cada torre (T) se determina un valor de corrección máximo del ángulo de desplazamiento de la pala.
- 15 15. Instalación de energía eólica para la realización del procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 14.

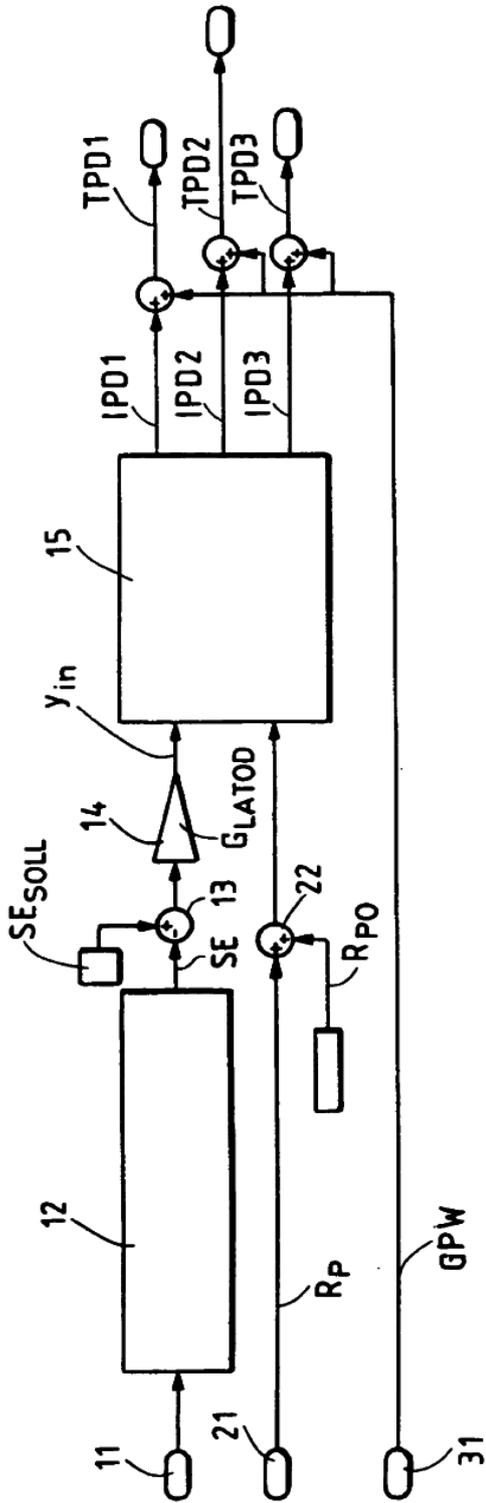


FIG. 1

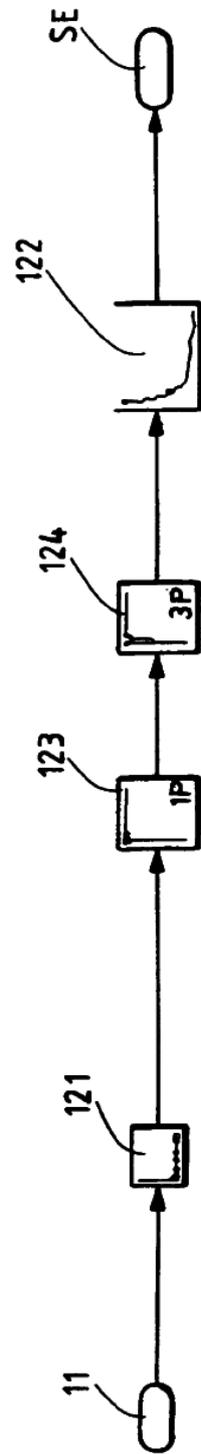


FIG. 2

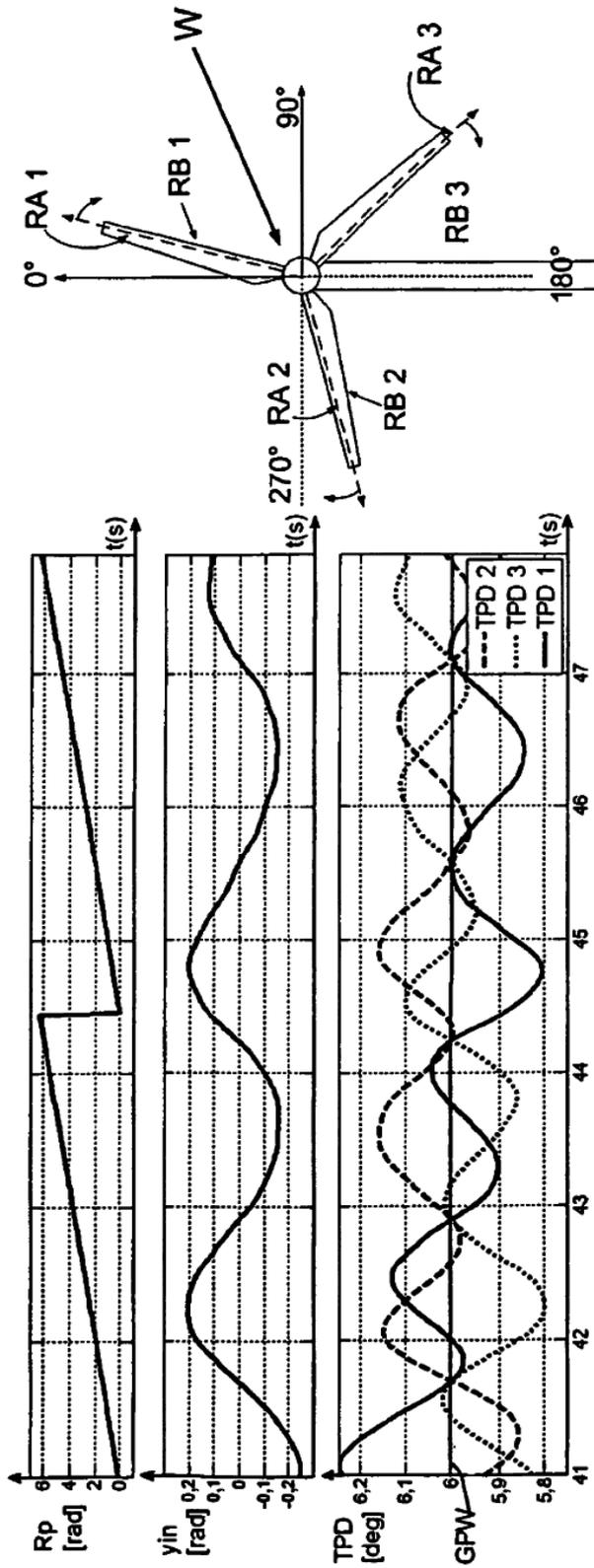


Fig. 3

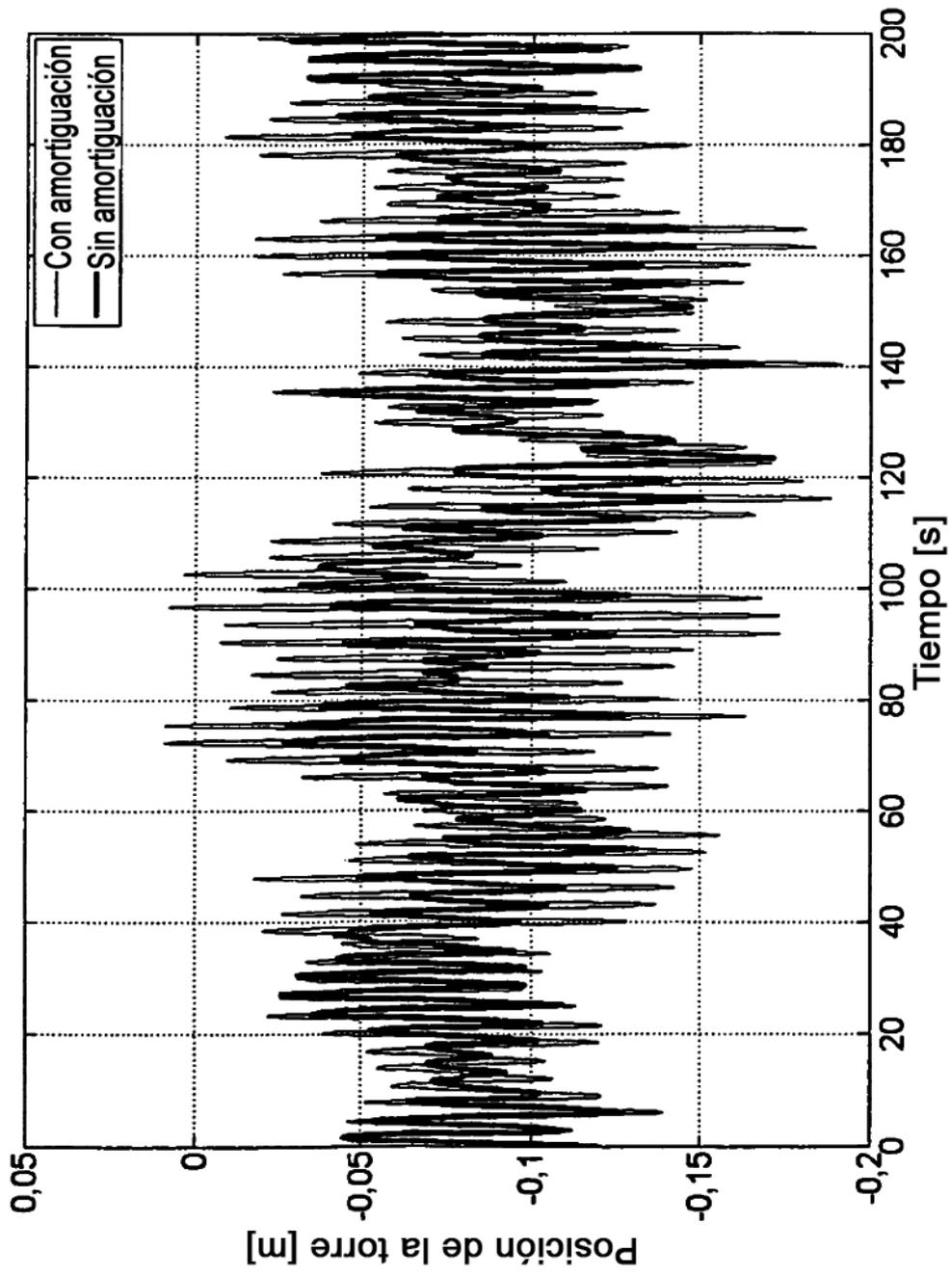


FIG. 4

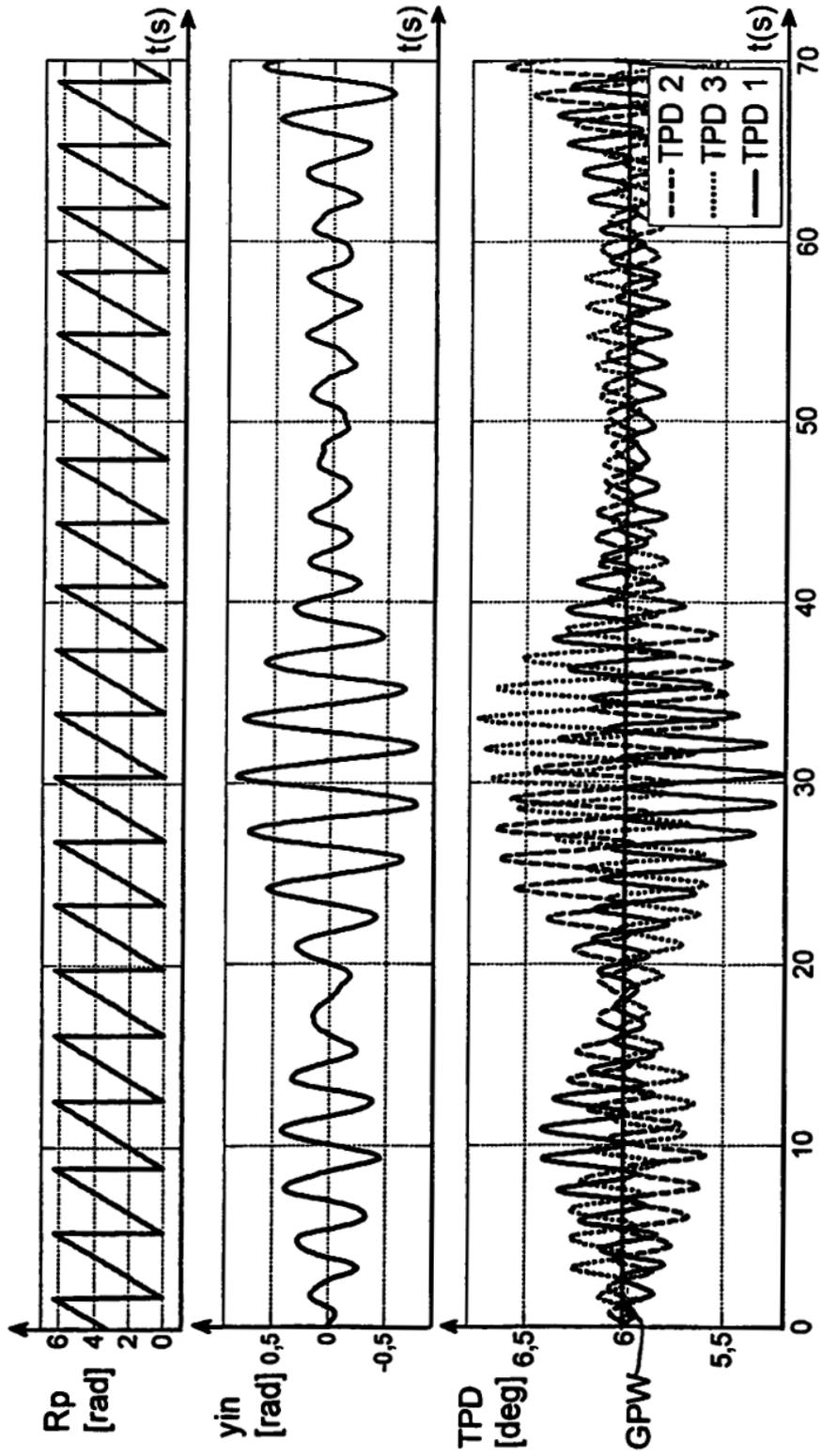


Fig. 5