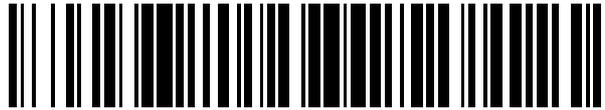


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 542 994**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **20.08.2007 E 07808608 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **24.06.2015 EP 2054620**

54 Título: **Método para la amortiguación de las oscilaciones de la torre en instalaciones eólicas**

30 Prioridad:

22.08.2006 NO 20063744

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

13.08.2015

73 Titular/es:

HYWIND AS (100.0%)

Forusbeen 50

4035 Stavanger, NO

72 Inventor/es:

SKAARE, BJØRN

74 Agente/Representante:

ISERN JARA, Jorge

ES 2 542 994 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

Método para la amortiguación de las oscilaciones de la torre en instalaciones eólicas

5 La presente invención se refiere a un método para controlar una instalación flotante de una turbina eólica para la amortiguación de las oscilaciones de la torre, la instalación flotante de la turbina eólica que comprende una estructura flotante, una torre dispuesta sobre la estructura flotante, un generador montado sobre la torre que puede girar con respecto a la dirección del viento y equipado con una turbina eólica, y un mecanismo de línea de anclaje conectado a anclajes o cimientos del lecho marino. El generador está controlado en el rango de potencia o RPM
10 constantes de la turbina eólica, en función de la velocidad del viento, mediante el control del ángulo del aspa de las aspas de la turbina, por medio de un controlador del ángulo de las aspas. Por ejemplo, en el documento GB-A-2.117.934 se desvela un método para la amortiguación de una torre de turbina eólica.

15 El desarrollo de turbinas eólicas flotantes ancladas que se puedan usar a grandes profundidades mejorará enormemente el acceso a zonas para la expansión de la energía eólica en el mar. La tecnología actual para turbinas eólicas localizadas en el mar está limitada considerablemente a torres instaladas de forma permanente a bajas profundidades, por debajo de 30 m aproximadamente.

20 Las instalaciones permanentes a profundidades por encima de 30 m en general ocasionan problemas técnicos y costes elevados. Esto significa que, hasta ahora, profundidades marinas superiores a 30 m aproximadamente se han considerado técnica y comercialmente poco viables para la instalación de turbinas eólicas.

25 Con soluciones flotantes a mayores profundidades marinas, se pueden evitar el problema de los cimientos y los costes asociados a instalaciones complicadas que requieren mucha mano de obra.

30 Una turbina eólica montada sobre unos cimientos flotantes se moverá en función de las fuerzas del viento y de las olas. Un buen diseño de los cimientos para turbinas eólicas garantizará que los periodos propios del sistema para los movimientos de la estructura flotante rígida (marejada, balanceo, oleaje, rolado, inclinación y guiñada) se encuentren fuera del rango del periodo de las olas del mar, que es de 5-20 segundos aproximadamente.

35 Aún habrá fuerzas que actúen en relación con los periodos propios del sistema (mar de fondo, fuerza del oleaje no lineal, fluctuaciones en la velocidad del viento, fuerzas de las corrientes, etc.). Para que dichas fuerzas no produzcan movimientos inaceptables, no deben ser demasiado grandes, y el sistema debe presentar amortiguación para los periodos pertinentes.

40 La presente invención representa una solución, más en concreto un método, para la amortiguación eficaz de las oscilaciones de una torre para instalaciones flotantes de turbinas eólicas. La presente invención se caracteriza por las características especificadas en la reivindicación adjunta independiente 1.

Las reivindicaciones dependientes indican soluciones ventajosas en relación con la presente invención.

La presente invención se describirá a continuación con mayor detalle usando ejemplos y en referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

- 45 la Figura 1 muestra un diagrama con diversos rangos de RPM para una turbina eólica con control de las RPM y de la inclinación del rotor,
- la Figura 2 muestra una sección de un controlador convencional del ángulo de las aspas,
- la Figura 3 muestra un esquema general de un sistema con un controlador del ángulo de las aspas, una turbina eólica y un estimador de una turbina eólica,
- 50 la Figura 4 muestra diagramas basados en ensayos de simulación, con el estimador y un control convencional, relacionados con el desplazamiento horizontal en la parte superior de la torre con una velocidad promedio del viento de 17 m/s y olas irregulares con una altura importante del oleaje de 3,5 m y un periodo de 9,8 s,
- la Figura 5 muestra diagramas basados en ensayos de simulación, con el estimador y un control convencional, relacionados con el empuje sobre el rotor con una velocidad promedio del viento de 17 m/s y olas irregulares con una altura importante del oleaje de 3,5 m y un periodo de 9,8 s,
- 55 la Figura 6 muestra diagramas basados en ensayos de simulación, con el estimador y un control convencional, relacionados con el ángulo de las aspas con una velocidad promedio del viento de 17 m/s y olas irregulares con una altura importante del oleaje de 3,5 m y un periodo de 9,8 s,
- 60 la Figura 7 muestra diagramas basados en ensayos de simulación, con el estimador, el estabilizador y un control convencional, relacionados con la potencia activa suministrada a la red con una velocidad promedio del viento de 17 m/s y olas irregulares con una altura importante del oleaje de 3,5 m y un periodo de 9,8 s,
- la Figura 8 muestra un diagrama de la relación entre el coeficiente de empuje del rotor y la velocidad relativa del viento entre el viento y la turbina.
- 65

5 Cuando el viento actúa sobre la instalación de la turbina eólica, las fuerzas del viento contribuirán a los movimientos en los cimientos. No obstante, las fuerzas en la turbina eólica dependen de cómo esté controlada la turbina, es decir, de cómo varían las RPM y la inclinación de las aspas de la turbina con la velocidad del viento. Los algoritmos de control variarán con la velocidad del viento. En la Figura 1 se muestra la filosofía de control típica para turbinas eólicas de tierra. Con referencia a esta Figura se puede observar que:

- 10 • En el rango de inicio, sobre la turbina eólica actúan fuerzas pequeñas. Las fuerzas del viento tendrán poco efecto sobre los movimientos. Si los movimientos se ven afectados por las fuerzas del viento, es posible controlar la turbina de forma aproximada como en el rango de RPM variables.
- 15 • En el rango de RPM variables, hay un ángulo de inclinación aproximadamente constante para las aspas de la turbina. El objetivo es controlar las RPM de la turbina de manera que se pueda producir la máxima potencia en cualquier momento, dada la velocidad relativa instantánea del viento contra la turbina. La velocidad relativa del viento consiste en la velocidad promedio del viento, la variación en la velocidad del viento y el movimiento (velocidad) de la torre. Esto significa que cuando haya un incremento en el viento, habrá un incremento en la potencia y un incremento en el empuje en la turbina. A su vez, si el sistema (la turbina eólica, que incluye los cimientos) se mueve contra el viento con un movimiento combinado de inclinación y marejada, esto supone un incremento en la velocidad del viento para la turbina, y se incrementa el empuje. Esto es equivalente a una fuerza de amortiguación (una fuerza que actúa contra la velocidad). En este rango de velocidad del viento, las fuerzas del viento sobre la turbina por tanto contribuirán a la amortiguación positiva del sistema. Esto contribuirá a menores movimientos con respecto a los periodos propios del sistema.
- 20 • En un rango de momento constante, se alcanza la potencia nominal de la turbina. A continuación es habitual mantener unas RPM aproximadamente constantes y controlar el momento, y así la potencia controlando el ángulo de inclinación de las aspas de la turbina. El objetivo es mantener una potencia aproximadamente constante. Si se incrementa la velocidad del viento, el ángulo de inclinación se incrementa para reducir el momento. Esto también produce un menor empuje a pesar del incremento de la velocidad del viento. A diferencia de lo que sucede en el rango de RPM variables, el resultado es un efecto de amortiguación negativa. Un sistema de control convencional tratará de ajustar todas las variaciones de potencia que se deban a cambios en la velocidad relativa del viento contra la turbina. Esto se realiza modificando el ángulo de inclinación de las aspas de manera que el momento sobre la turbina se mantenga constante a pesar de la variación en la velocidad relativa. Esto producirá que la turbina eólica contribuya a la amortiguación negativa del sistema, que de esta forma incrementa el movimiento de la torre. Esto puede producir movimientos inaceptablemente grandes.

35 Con la presente invención, se ha comprobado que se deben modificar los algoritmos de control para prevenir la relación negativa entre el control de las turbinas de viento y los movimientos del sistema. Es deseable mantener unas RPM aproximadamente constantes y el momento en el rango de "momento constante", pero, usando un estimador de turbina eólica, que se describirá con mayor detalle a continuación, se sigue impidiendo que la turbina proporcione una amortiguación negativa.

40 La Figura 2 muestra una sección de un controlador del ángulo de las aspas, con un control proporcional e integral (PI). La entrada al controlador es la velocidad del rotor, ω_r , y la salida es el ángulo del aspa, β . Este es el cambio necesario en el ángulo de las aspas de la turbina para mantener una potencia constante sobre la turbina cuando varía la velocidad relativa del viento.

45 La Figura 8 muestra un diagrama con la relación entre la velocidad relativa del viento y el coeficiente de empuje para una turbina eólica convencional con control del ángulo de las aspas en la que el empuje F_T se proporciona como

$$F_T = \frac{1}{2} \rho A C_T(\lambda, \beta) u_r |u_r|,$$

50 en la que ρ es la densidad del aire, A es el área barrida por el rotor, C_T es el coeficiente de empuje de la turbina, λ es la relación de velocidad periférica, β es el ángulo de las aspas de la turbina y u_r es la velocidad relativa del viento entre la turbina y el viento. Este diagrama muestra que un incremento en la velocidad relativa por encima de la velocidad nominal del viento puede producir un menor empuje sobre la turbina. Esto produce que la turbina eólica reciba una amortiguación negativa cuando se mueve hacia delante y hacia atrás en el viento.

55 Si los movimientos de la turbina se pueden ocultar del ángulo de las aspas, el coeficiente de empuje no se modificará de la misma forma como consecuencia de los movimientos de la turbina, y la turbina suministrará una amortiguación positiva al sistema.

60 Para ocultar los movimientos de la turbina respecto al controlador del ángulo de las aspas, es posible usar un estimador de turbina eólica (véase Figura 3) en forma de modelo numérico de la turbina eólica en cuestión. El estimador de turbina eólica funciona en tiempo real con el ángulo medido de las aspas y el viento estimado que llega

como entrada. La velocidad estimada del rotor ω_{t_est} no se verá afectada por los movimientos reales de la turbina y se usa como entrada en el controlador del ángulo real de las aspas de la turbina.

5 El modelo numérico de la turbina eólica sobre el que se basa el estimador de turbina eólica variará con diferentes turbinas eólicas y diferentes niveles de detalle del modelo numérico. A continuación se describe un ejemplo de un modelo numérico simple de turbina eólica basado en relaciones estacionarias.

La potencia transferida P_{turb} desde el viento a la turbina viene dada por

$$P_{turb} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \pi \cdot r^2 \cdot u_t^3, \quad (1)$$

10

en la que

- 15 u_t - Velocidad del viento resultante sobre la turbina
- ρ - Densidad del aire
- $C_p(\lambda, \beta)$ - Coeficiente de eficiencia de la turbina
- λ - Relación de velocidad periférica de la turbina
- β - Ángulo de las aspas del rotor
- 20 r - Radio de la turbina eólica (longitud de las aspas del rotor)

Esto produce el siguiente momento de turbina sobre el eje:

$$T_{turb} = \frac{P_{turb}}{\omega_t} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\omega_t} \cdot \rho \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \pi \cdot r^2 \cdot u_t^3, \quad (2)$$

25

en la que

ω_t - RPM de la turbina

Las dinámicas del eje también se pueden expresar mediante las siguientes tres ecuaciones:

30

$$\dot{\omega}_t = \frac{1}{J_t} (T_{turb} - d_m \cdot (\omega_t - \omega_g) - k \cdot \theta_{twist}) \quad (3)$$

$$\dot{\omega}_g = \frac{1}{J_g} (k \cdot \theta_{twist} + d_m \cdot (\omega_t - \omega_g) - T_{EL}) \quad (4)$$

$$\dot{\theta}_{twist} = (\omega_t - \omega_g) \cdot \omega_N, \quad (5)$$

35

en las que

- ω_g - RPM del generador
- J_t - Momento de inercia de la turbina
- J_g - Momento de inercia del generador
- 40 T_{turb} - Momento de la turbina
- T_{EL} - Contra-momento eléctrico del generador
- d_m - Amortiguación del eje
- k - Rigidez del eje
- 45 ω_N - Frecuencia eléctrica nominal
- θ_{twist} - Ángulo de giro del eje

Se asume que la velocidad del viento que llega se puede estimar usando varios métodos, por ejemplo, combinando mediciones del empuje sobre el rotor, el momento sobre el eje y la aceleración de la barquilla.

50 Un estimador de turbina eólica en el que los movimientos de la torre se ocultan del controlador del ángulo de las aspas se consigue usando un modelo numérico (1) - (5), con una velocidad estimada del viento que llega u_{t_est} , y un ángulo real (medido) de las aspas, β , como entrada. Las cantidades restantes en el modelo (1) - (5) se pueden expresar con el subrayado "est". El resultado del estimador de turbina eólica (que es la entrada al controlador del ángulo de las aspas) son entonces las RPM estimadas de la turbina, ω_{t_est} .

55

El uso del estimador produce que la turbina experimente una velocidad relativa del viento que se ve mucho menos afectada por las oscilaciones de la torre con respecto a una situación en la que no se usa el estimador. Además, la torre vibrará físicamente de forma mucho menos considerable. Cuando se usa el estimador habrá menos empuje sobre el rotor, menos variación en el ángulo de las aspas y menos variación en la potencia producida.

Ensayos de simulación

5 Basándose en la solución de control que se ha descrito anteriormente, se realizaron ensayos de simulación para una serie de vientos con una velocidad media del viento de 17 m/s y olas irregulares con una altura importante del oleaje de 3,5 m y un periodo de 9,8 s. La velocidad del viento se seleccionó debido a que la necesidad de amortiguación es mayor a dichas altas velocidades del viento, es decir, cuando las turbinas funcionan en modo de potencia constante. En las simulaciones se usaron dos modelos de turbina diferentes: un modelo detallado que representa la turbina real y un modelo simplificado que se usó en el estimador (véase Figura 3). La velocidad estimada del viento que llega es la velocidad exacta del viento que llega más ruido blanco.

10 Las Figuras 4-7 muestran una selección de los resultados de la simulación de una serie de vientos a una velocidad media del viento de 17 m/s con y sin el estimador para la amortiguación de las oscilaciones de la torre.

15 La Figura 4 muestra que se producen oscilaciones considerables de la torre cuando la turbina funciona en modo de potencia constante y no se usa el estimador. Esto también produce grandes fluctuaciones en el empuje sobre el rotor (véase Figura 5), el ángulo de las aspas (véase Figura 6) y la potencia suministrada a la red (véase Figura 7). Las grandes amplitudes en las oscilaciones de la torre con el controlador convencional se pueden explicar de la forma siguiente:

20 En el rango de RPM constantes, el empuje se reduce cuando se incrementa la velocidad del viento. Si la torre adquiere una velocidad de retroceso, se reducirá la velocidad relativa del viento que experimenta la torre. El ángulo de las aspas (inclinación) se ajustará (se incrementará) para mantener el momento y, de esta forma, una potencia constante. Así, también se incrementará el empuje a pesar de la menor velocidad relativa del viento. Por consiguiente, cuando la torre se mueve a una velocidad contra la dirección del viento, la velocidad relativa del viento se incrementará. El ángulo de las aspas (inclinación) se ajustará (reducirá) para reducir el momento. Esto también reducirá el empuje. Este método de control de la turbina de esta forma producirá una variación en el empuje que actúa en la misma dirección que el movimiento de la torre, es decir, amortiguación negativa. Esto producirá una amplificación del movimiento de la torre, en particular, próxima al periodo de resonancia de la torre en el que el movimiento se controla por amortiguación.

35 Si se usa el estimador de acuerdo con la presente invención, las Figuras 4-7 muestran que las oscilaciones de la torre se amortiguan bien, y también se reducen las fluctuaciones en el empuje, el ángulo de las aspas y la potencia suministrada. De esta forma el estimador produce el efecto deseado.

40 En resumen, el control basado en el estimador (véase Figura 3) actúa de tal forma que los movimientos de la torre no son visibles para el controlador del ángulo de las aspas y así nunca se introduce amortiguación negativa en el sistema. Esto se consigue usando un estimador de turbina eólica con una velocidad estimada del viento que entra como entrada. La entrada en el controlador del ángulo de las aspas es la velocidad rotacional estimada en base a la velocidad estimada del viento que llega en lugar de la velocidad rotacional real, que se basa en la velocidad relativa del viento real. La invención, como se define en las reivindicaciones, no está limitada a los ejemplos descritos anteriormente. Por tanto, la presente invención también se puede usar para una combinación de una instalación flotante de turbina eólica y una torre flexible.

REIVINDICACIONES

1. Un método para el control de una instalación flotante de turbina eólica, en el que la instalación de turbina eólica comprende una estructura flotante, una torre dispuesta sobre la estructura flotante, un generador montado sobre la torre que puede girar con respecto a la dirección del viento y equipado con una turbina eólica, y un mecanismo de línea de anclaje conectado a anclajes o cimientos sobre el lecho marino, en el que el generador está controlado en el rango de potencia o RPM constantes mediante el control del ángulo del aspa de las aspas de la turbina por medio de un controlador del ángulo de las aspas; caracterizado por que el método comprende las siguientes etapas:

el uso de un modelo numérico con la velocidad estimada del viento que llega como entrada, para estimar la velocidad del rotor; y la introducción de la velocidad estimada de rotor en el controlador del ángulo de las aspas, el controlador del ángulo de las aspas que controla el ángulo de las aspas en base a la velocidad del rotor estimada introducida; mediante el cual los movimientos de la torre no son visibles para el controlador del ángulo de las aspas de manera que no se introduce amortiguación negativa en la instalación.

2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el ángulo real medido de las aspas también se introduce en el modelo numérico.

3. Un método de acuerdo con las reivindicaciones 1 o 2, en el que la velocidad estimada del viento que llega se estima combinando las mediciones del empuje sobre un rotor, el momento sobre un eje y la aceleración de una barquilla, de la instalación de la turbina eólica.

4. Un método de acuerdo con las reivindicaciones 1, 2 o 3, en el que el modelo numérico funciona en tiempo real.

5. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el modelo numérico se basa en las siguientes ecuaciones:

$$P_{turb} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \pi \cdot r^2 \cdot u_t^3;$$

$$T_{turb} = \frac{P_{turb}}{\omega_t};$$

$$\dot{\omega}_t = \frac{1}{J} (T_{turb} - d_m \cdot (\omega_t - \omega_g) - k \cdot \theta_{twist});$$

$$\dot{\omega}_g = \frac{1}{J_g} (k \cdot \theta_{twist} + d_m \cdot (\omega_t - \omega_g) - T_{EL});$$

y

$$\dot{\theta}_{twist} = (\omega_t - \omega_g) \cdot \omega_N;$$

en las que P_{turb} es la potencia transferida del viento hacia turbina, u_t es la velocidad resultante del viento sobre la turbina, ρ es la densidad del aire, $C_p(\lambda, \beta)$ es el coeficiente de eficiencia de la turbina, λ es la relación de velocidad periférica de la turbina, β es el ángulo de las aspas del rotor, r es el radio de la turbina eólica, que es la longitud de las aspas del rotor, ω_t son las RPM de la turbina, ω_g son las RPM del generador, J_t es el momento de inercia de la turbina, J_g es el momento de inercia del generador, T_{turb} es el momento de la turbina, T_{EL} es el contra-momento eléctrico del generador, d_m es la amortiguación del eje, k es la rigidez del eje, ω_N es la frecuencia eléctrica nominal y θ_{twist} es el ángulo de giro del eje.

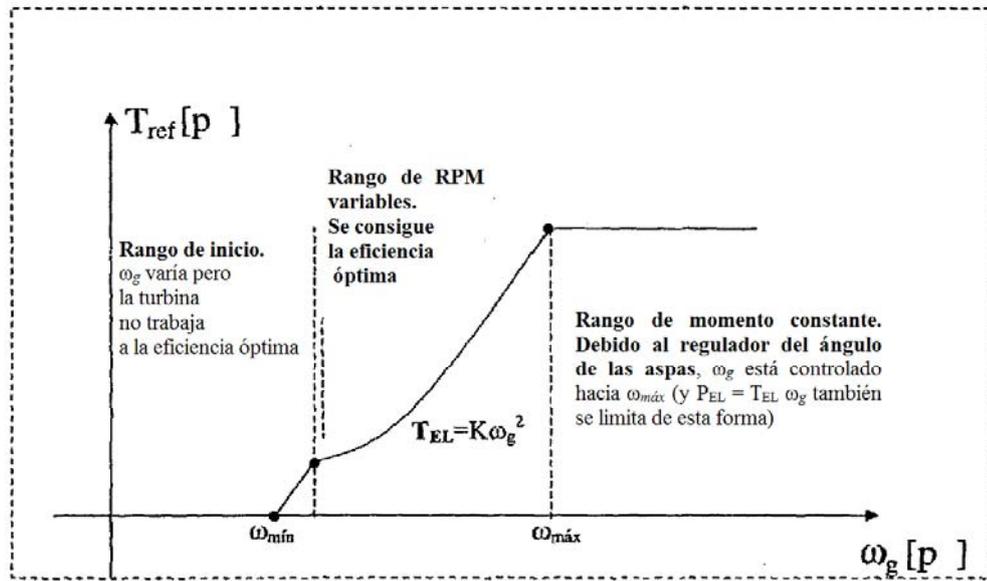


Fig. 1

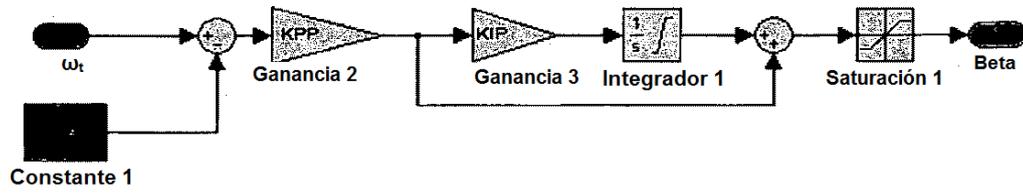


Fig. 2

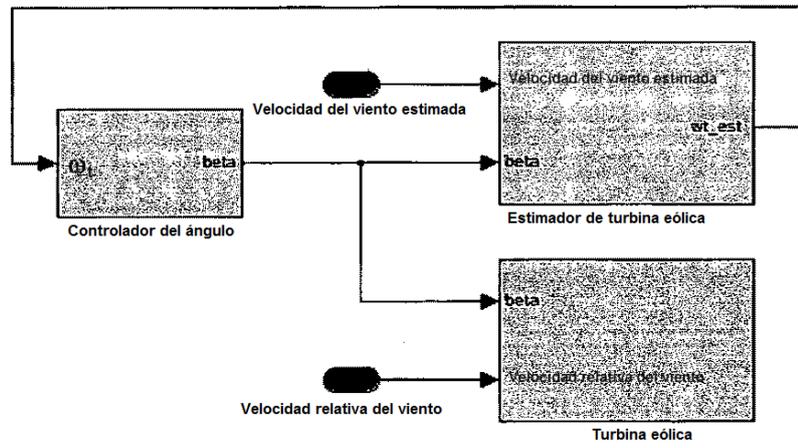


Fig. 3

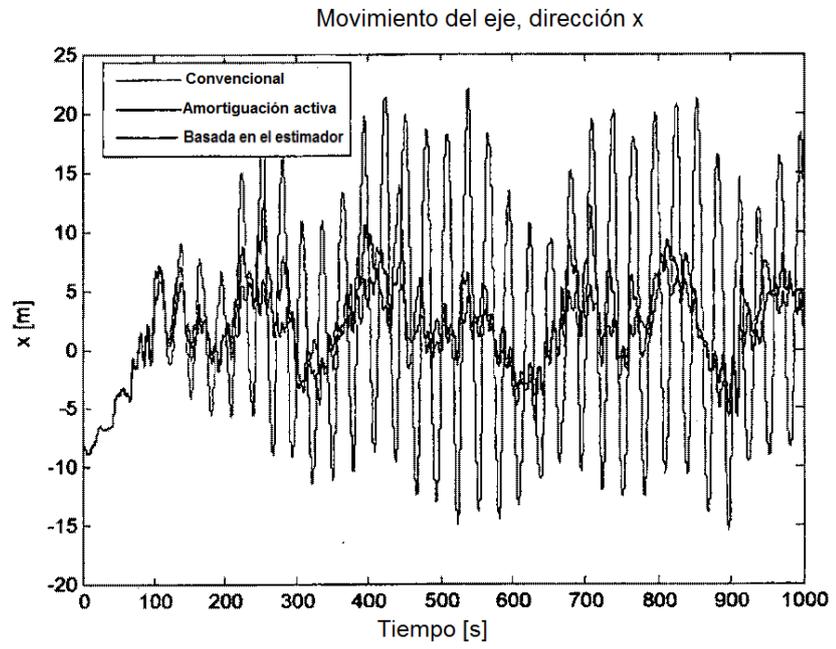


Fig. 4

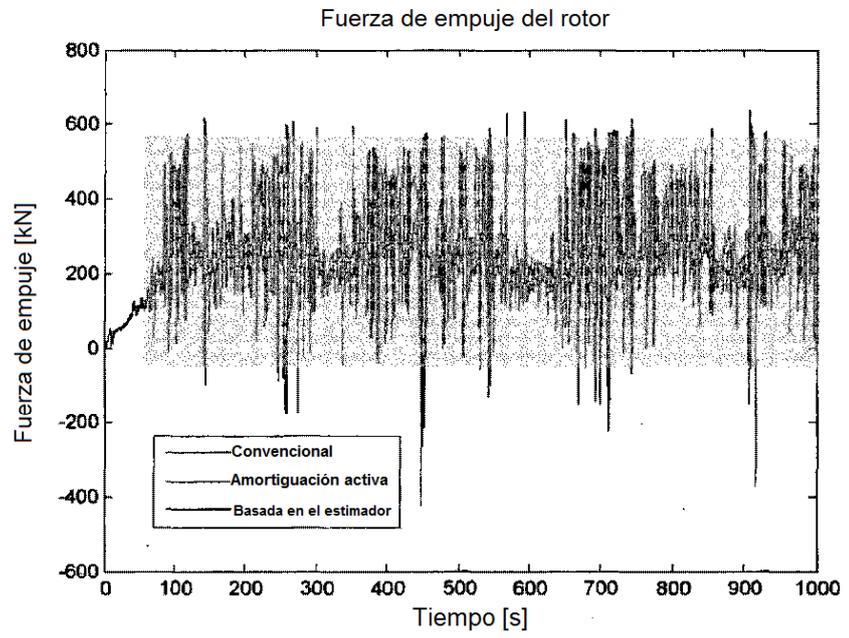


Fig. 5

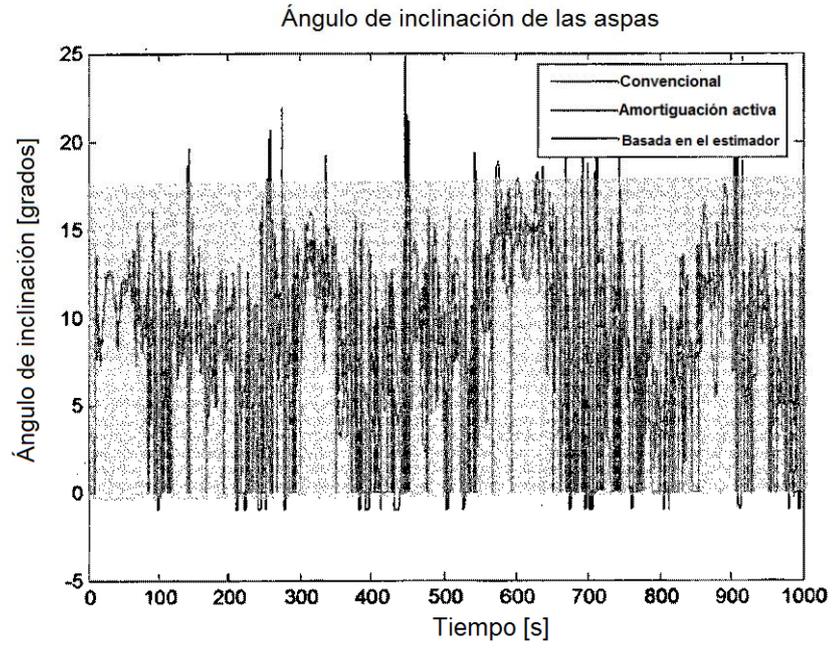


Fig. 6

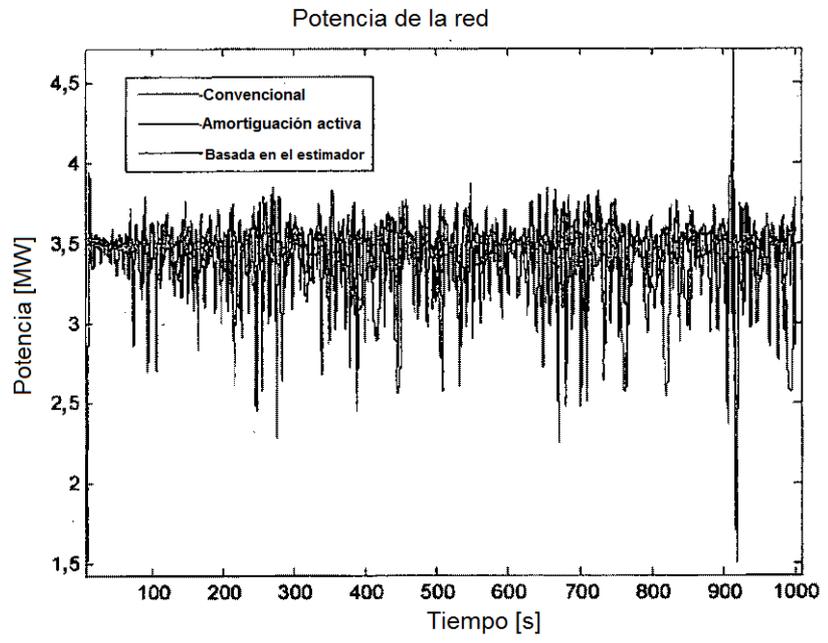


Fig. 7

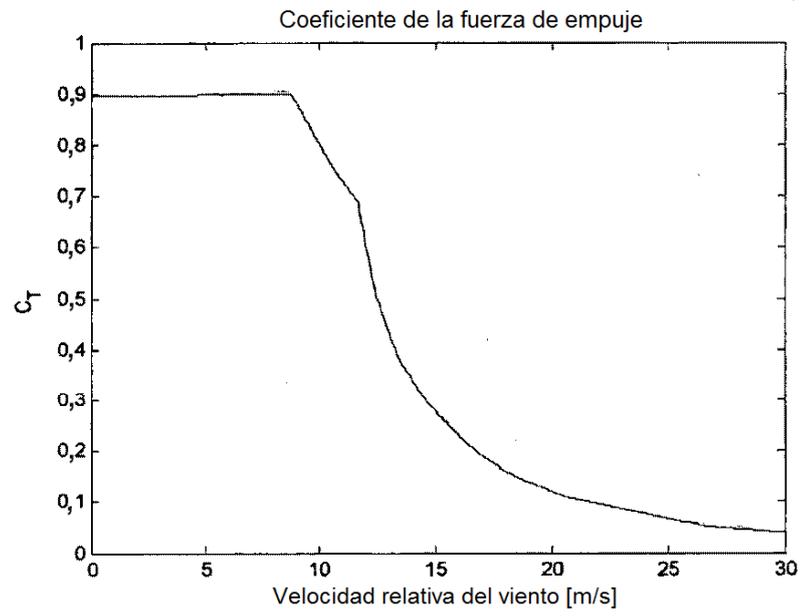


Fig. 8