

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 535 962**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **23.12.2009** **E 09799691 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **08.04.2015** **EP 2370694**

54 Título: **Control del ángulo de incidencia de los álabes en una instalación de turbina eólica**

30 Prioridad:

30.12.2008 GB 0823683

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

19.05.2015

73 Titular/es:

HYWIND AS (100.0%)

Forusbeen 50

4035 Stavanger, NO

72 Inventor/es:

NIELSEN, FINN, GUNNAR

74 Agente/Representante:

DE ELZABURU MÁRQUEZ, Alberto

ES 2 535 962 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

Control del ángulo de incidencia de los álabes en una instalación de turbina eólica

La presente invención se refiere al campo del control del ángulo de incidencia de los álabes del rotor para instalaciones de turbinas eólicas. Más específicamente, se refiere al control del ángulo de incidencia de los álabes del rotor para instalaciones de turbinas eólicas flotantes.

Una instalación de turbina eólica está formada normalmente por una estructura de soporte que comprende una torre alargada, con una góndola y un rotor fijado al extremo superior de la estructura de soporte. El generador y sus componentes electrónicos asociados están situados normalmente en la góndola.

Las turbinas eólicas con base fija, que están fijadas a tierra o al fondo del mar, están bien establecidas.

Sin embargo, recientemente ha existido un deseo de desarrollar turbinas eólicas flotantes y se han propuesto diversas estructuras. Un ejemplo es una instalación de turbina eólica en la que una estructura de turbina eólica convencional está montada sobre una base flotante, tal como una plataforma o una estructura similar a una balsa. Otra propuesta es una estructura de tipo "boya de asta". Dicha estructura está formada por una estructura de soporte flotante alargada con un rotor montado en la parte superior. La estructura de soporte podría ser una estructura unitaria o podría ser una sub-estructura alargada con una torre estándar montada sobre la misma.

Las instalaciones de turbinas eólicas flotantes pueden estar ancladas al fondo del mar a través de una o más líneas de amarre con anclas o fijadas al fondo del mar con una o más patas articuladas (con bisagras), por ejemplo, con el fin de mantenerlas en sus sitios de instalación deseados.

En las turbinas eólicas convencionales, el ángulo de incidencia de los álabes del rotor es controlado en base a la velocidad del rotor con el fin de regular la salida de potencia. Cuando se opera en vientos por debajo de una velocidad de viento determinada (conocida como la velocidad de viento nominal de una turbina eólica), el ángulo de incidencia de los álabes se mantiene aproximadamente constante en un ángulo que proporciona una salida de potencia máxima. Por el contrario, cuando se opera por encima de la velocidad de viento nominal, el ángulo de incidencia de los álabes es ajustado con el fin de producir una salida de potencia constante y prevenir salidas de potencia excesivamente altas que podrían dañar el generador y/o sus componentes electrónicos asociados. Esta potencia constante se conoce como la potencia nominal de la turbina eólica.

Cuando se opera por debajo de la velocidad de viento nominal, debido a que el ángulo de incidencia de los álabes se mantiene aproximadamente constante, el empuje que actúa sobre el rotor aumenta con la velocidad del viento (siendo el empuje aproximadamente proporcional al cuadrado de la velocidad del viento).

Por el contrario, cuando se opera por encima de la velocidad de viento nominal, el ángulo de incidencia de los álabes es ajustado de manera que el empuje sobre el rotor disminuye al aumentar la velocidad del viento con el fin de producir una salida de potencia constante. Conforme aumenta la velocidad del viento, el ángulo de incidencia de los álabes se aumenta, es decir, se hace más paralelo a la dirección del viento, con el fin de reducir el empuje.

En la práctica, las turbinas eólicas operan en condiciones tanto por encima como por debajo de su velocidad de viento nominal.

Con el fin de producir una salida de potencia máxima cuando se opera por debajo de la velocidad de viento nominal, el ángulo de incidencia de los álabes se ajusta con el fin de producir una relación de velocidad de punta óptima. La relación de velocidad de punta, λ , se define como la velocidad a la que se mueven las puntas exteriores de los álabes del rotor dividida por la velocidad del viento y viene dada por:

$$\lambda = \frac{\omega R}{u} \quad (1)$$

en la que ω es la frecuencia angular del rotor (en radianes por segundo), R es el radio del rotor y u es la velocidad del viento. Una relación de velocidad de punta óptima para una salida de potencia máxima es de aproximadamente 8 a 10 y en la mayoría de las turbinas eólicas esto proporcionará, en la práctica, un coeficiente C_p de potencia de aproximadamente 0,45 (siendo 0,59 el máximo teórico), donde la potencia P se define como:

$$P = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) u^3 \quad (2)$$

en la que ρ es la densidad del aire, A es el área barrida por los álabes del rotor y C_p es el coeficiente de potencia

que viene determinado por λ y el ángulo β de incidencia de los álabes.

Tal como se ha indicado anteriormente, con el fin de producir una salida de potencia constante cuando se opera por encima de la velocidad de viento nominal, el ángulo de incidencia de los álabes es ajustado con el fin de producir una velocidad de rotor constante y, por lo tanto, una salida de potencia constante. Un problema asociado con el ajuste del ángulo de incidencia de los álabes de esta manera es que puede causar una amortiguación negativa, es decir, conforme la velocidad relativa entre la turbina y el viento aumenta, la fuerza de empuje se reduce. Esto puede aumentar la amplitud de las oscilaciones o vibraciones de la turbina eólica. Una amortiguación negativa causa una reducción en la eficiencia global o la salida de potencia de la turbina eólica y, además, puede crear movimientos excesivos que causan tensiones estructurales que pueden dañar o debilitar la estructura de la turbina eólica y podrían causar inestabilidad en turbinas eólicas flotantes. Una amortiguación negativa puede ser un problema particular para las turbinas de alta potencia (por ejemplo, > 2 MW).

La amortiguación negativa en las turbinas eólicas con base fija surge porque la turbina puede vibrar hacia delante y hacia atrás debido a excitaciones de las vibraciones de flexión natural de la torre. Conforme la turbina eólica se mueve hacia el viento, la velocidad relativa del viento que actúa sobre la turbina eólica aumenta, lo que tiende a aumentar el par o la velocidad del rotor. Usando el control de ángulo de incidencia descrito anteriormente para una salida de potencia constante, en respuesta a un aumento en el par o la velocidad del rotor, el ángulo de incidencia de los álabes es ajustado para reducir el par que actúa sobre el rotor y, como resultado, reduce el empuje y, de esta manera, mantiene constante la potencia. Sin embargo, conforme el empuje se reduce, la fuerza de amortiguación que actúa sobre las vibraciones de la turbina eólica se reduce también y puede llegar a ser negativa. En otras palabras, las vibraciones pueden ser exacerbadas y su amplitud aumenta. Entonces, esto resulta en un cambio adicional en la velocidad relativa del viento y un ajuste adicional en el ángulo de incidencia de los álabes, haciendo que las vibraciones sean todavía más grandes. Lo contrario se aplica cuando la turbina eólica se está alejando del viento, lo que resulta en una exacerbación adicional de las vibraciones.

El problema de la amortiguación negativa se ilustra en la Fig. 1, que muestra la fuerza de empuje como una función de la velocidad del viento para una turbina de 2,3 MW que usa el control estándar de ángulo de incidencia de los álabes descrito anteriormente. La fuerza de empuje para velocidades de viento de más de 12 ms^{-1} disminuye con el aumento de la velocidad del viento y, por consiguiente, puede introducirse una amortiguación negativa al sistema en este intervalo de velocidades del viento.

En las turbinas eólicas con base fija, la amortiguación negativa puede ser prevenida o minimizada reduciendo el ancho de banda del controlador de ángulo de incidencia de los álabes de manera que esté por debajo de la frecuencia natural del modo de flexión de primer orden de la torre. En otras palabras, el controlador no ajusta el ángulo de incidencia de los álabes para movimientos de torre con frecuencias por encima de la frecuencia natural del modo de flexión de primer orden de la torre.

Sin embargo, una turbina eólica flotante tiene también otros modos de oscilación, además de los modos de flexión, lo que hace que el problema de tratar con una amortiguación negativa en turbinas eólicas flotantes sea mucho más complejo. Además, el sistema de la técnica anterior descrito anteriormente no trata con los modos de oscilación más importantes en una instalación de turbina eólica flotante.

La Fig. 2 muestra un espectro de potencia típico para las oscilaciones de una instalación de turbina eólica flotante típica del tipo que tiene un diseño de tipo "boya de asta" alargado. La escala en el eje vertical es proporcional a la amplitud de las oscilaciones, que es proporcional a la raíz cuadrada de la potencia de las oscilaciones. La escala en el eje horizontal es la frecuencia de las oscilaciones en Hz. La primera línea en la leyenda representa las oscilaciones presentes cuando se usa un control de ángulo de incidencia estándar (es decir, en base a la velocidad del rotor). La segunda línea representa las oscilaciones presentes cuando se usa control de vibración para la amortiguación activa de las vibraciones de modo de flexión de la estructura de soporte (esto se describe más adelante). La tercera línea representa las oscilaciones presentes cuando se usa un control de ángulo de incidencia según la presente invención (esto se describirá más adelante).

El espectro de potencia tiene cuatro picos principales. Sólo el cuarto pico está presente también en el espectro de potencia para una turbina eólica con base fija. Los tres primeros picos se observan sólo en turbinas eólicas flotantes.

El primer pico ocurre a frecuencias de aproximadamente 0,008 Hz y corresponde a las oscilaciones de cuerpo rígido de la estructura de soporte [FG1] que son causadas por el movimiento debido al oleaje de la turbina eólica flotante acoplado con los efectos de recuperación de las líneas de amarre. En estas oscilaciones, la torre se mueve hacia delante y hacia atrás horizontalmente pero permanece en una posición esencialmente vertical. El tamaño de este pico (es decir, el tamaño de, o la energía en, estas oscilaciones) no se ve muy afectado por los diferentes enfoques de control de ángulo de incidencia. En general, la magnitud de estas oscilaciones no es crítica, ya que las

oscilaciones son muy lentas. Por lo tanto, estas oscilaciones no sufren demasiado de amortiguación negativa. Además, estas oscilaciones no resultan en grandes tensiones estructurales sobre la torre. Por consiguiente, estos movimientos son aceptados por los diseñadores y no es necesario intentar prevenir o minimizar la amortiguación negativa de los movimientos de la torre a estas frecuencias.

El segundo pico ocurre a frecuencias de aproximadamente 0,03 a 0,04 Hz y corresponde a las oscilaciones del ángulo de incidencia de cuerpo rígido de la estructura de soporte (es decir, el "cabeceo" hacia atrás y hacia delante de la estructura de soporte). Cuando el ángulo de incidencia de los álabes es controlado con el fin de producir una salida de potencia constante, el tamaño de este pico (es decir, el tamaño de, o la energía en, estas oscilaciones) aumenta dramáticamente debido al efecto de amortiguación negativa descrito anteriormente, resultando en grandes tensiones estructurales sobre la torre como así como oscilaciones en la potencia de salida. Por lo tanto, es deseable prevenir o minimizar la amortiguación negativa de estas oscilaciones.

El tercer pico, bastante amplio, ocurre a frecuencias de aproximadamente 0,05 a 0,15 Hz. Esto corresponde al movimiento de cuerpo rígido inducido por las olas (oleaje acoplado con el ángulo de incidencia, pero principalmente ángulo de incidencia) de la turbina eólica flotante. El tamaño de este pico puede ser minimizado modificando la geometría y la distribución del peso de la turbina eólica flotante pero, en general, no es deseable hacer nada en relación a la amortiguación de los movimientos de la torre a estas frecuencias ya que las oscilaciones son no resonantes y, de esta manera, no son muy sensibles al nivel de amortiguación. Los intentos de amortiguar este movimiento resultarán normalmente en grandes fuerzas de turbina sin ningún impacto significativo sobre la respuesta de movimiento.

El cuarto pico ocurre a frecuencias de aproximadamente 0,3 a 0,5 Hz. Tal como se ha indicado anteriormente, estas oscilaciones están presentes tanto en las turbinas eólicas flotantes como en las de base fija y corresponden a las vibraciones de flexión estructural de la estructura de soporte.

Tal como se ha indicado anteriormente, con el fin de prevenir o minimizar la amortiguación negativa de las vibraciones de flexión estructural, el ancho de banda del controlador de ángulo de incidencia de los álabes puede ser reducido de manera que no ajuste el ángulo de incidencia de los álabes para los movimientos que ocurren a estas frecuencias (es decir, de 0,3 a 0,5 Hz).

Sin embargo, en una turbina eólica flotante, aunque este enfoque todavía puede ser aplicado para tratar las vibraciones de flexión, si el ancho de banda del controlador de ángulo de incidencia de los álabes se reduce todavía más de manera que el controlador no ajuste el ángulo de incidencia de los álabes para los movimientos que ocurren a frecuencias por encima de las de las oscilaciones de cuerpo rígido de la torre en el ángulo de incidencia (es decir, de 0,03 a 0,04 Hz), esto reduciría significativamente el ancho de banda del controlador y resultaría en un rendimiento inaceptable con respecto a las propiedades clave de las turbinas eólicas, tales como la producción de potencia, la velocidad del rotor y la fuerza de empuje del rotor. Por lo tanto, con el fin de evitar o reducir la amortiguación negativa en una instalación de turbina eólica flotante, no es práctico reducir simplemente el ancho de banda del controlador de esta manera.

La mayoría de las turbinas eólicas multi-megavatio modernas usan un controlador proporcional integral (PI) para controlar el ángulo de incidencia de los álabes para producir una velocidad del rotor constante cuando se opera por encima de la velocidad de viento nominal de la turbina. El controlador PI es un controlador de realimentación que controla el ángulo de incidencia de los álabes y, por lo tanto, la velocidad del rotor (es decir, la frecuencia de rotación del rotor) en base a una suma ponderada del error (la diferencia entre la velocidad de rotor de salida y la velocidad de rotor deseada) y la integral de ese valor. Cuando el sistema de control de ángulo de incidencia de los álabes está funcionando por encima de la potencia nominal, el par del generador es controlado típicamente para producir un par de torsión constante o una potencia constante. La descripción siguiente se aplica al control de potencia constante. Sin embargo, un enfoque similar se aplica a un generador con control de par de generador constante a la potencia nominal.

Para un control de potencia constante, el par del generador, M_{gen} , se determina como:

$$M_{gen} = \frac{P_0}{\Omega} \quad (3)$$

en la que P_0 es la potencia nominal para la turbina y Ω es la velocidad del rotor en radianes por segundo.

La ecuación (3) puede ser linealizada en las proximidades de la velocidad nominal Ω_0 del rotor para dar:

$$M_{gen} = \frac{P_0}{\Omega_0} - \frac{P_0}{\Omega_0^2} (\Omega - \Omega_0) \quad (4)$$

El par aerodinámico sobre el rotor de la turbina eólica, M_{aero} , puede ser linealizado en las proximidades del ángulo θ_0 de incidencia real de los álabes y la velocidad Ω_0 nominal del rotor para dar:

$$M_{aero} = \frac{P_0}{\Omega_0} + \frac{1}{\Omega_0} \left. \frac{\partial P}{\partial \theta} \right|_{\theta_0} (\theta - \theta_0) \quad (5)$$

en la que se asume que las variaciones en la velocidad del rotor en las proximidades de la velocidad Ω_0 nominal del rotor son insignificantes en comparación con las variaciones en el ángulo de incidencia de los álabes en las proximidades del ángulo θ_0 de incidencia real de los álabes.

A continuación, a partir de la segunda ley de Newton, la ecuación de movimiento para el rotor se obtiene como:

$$I \dot{\Omega} = M_{aero} - M_{gen} = \frac{1}{\Omega_0} \left. \frac{\partial P}{\partial \theta} \right|_{\theta_0} (\theta - \theta_0) + \frac{P_0}{\Omega_0^2} (\Omega - \Omega_0) \quad (6)$$

en la que I es el momento de inercia para el rotor y el generador, que viene dado por:

$$I = I_{rotor} + n^2 I_{gen} \quad (7)$$

en la que n es la relación de transmisión entre el rotor y el generador, y θ es el ángulo de incidencia de los álabes, que viene dado por:

$$\theta = \theta_0 + \Delta\theta \quad (8)$$

en la que θ_0 es el ángulo de incidencia real de los álabes y $\Delta\theta$ es determinada por el controlador PI como:

$$\Delta\theta = \theta_i + \theta_p \quad (9)$$

en la que:

$$\theta_i = \int K_i (\Omega - \Omega_{ref}) dt = K_i \varphi \quad (10)$$

$$\Omega_{ref} \equiv \Omega_0 \quad (11)$$

y

$$\theta_p = K_p (\Omega - \Omega_{ref}) = K_p \dot{\varphi} \quad (12)$$

en las que K_p es la ganancia proporcional y K_i es la ganancia integral del controlador PI y φ es el error de frecuencia de rotación ($\Omega - \Omega_{ref}$).

Esto conduce a la siguiente ecuación de movimiento para la velocidad del rotor para el sistema dinámico de bucle cerrado:

$$I\ddot{\varphi} + D\dot{\varphi} + K\varphi = 0 \quad (13)$$

en la que

$$D = -\frac{1}{\Omega_0} \frac{\partial P}{\partial \theta} \Big|_{\theta_0} K_p \quad (14)$$

y

$$K = -\frac{1}{\Omega_0} \frac{\partial P}{\partial \theta} \Big|_{\theta_0} K_I - \frac{P_0}{\Omega_0^2} \quad (15)$$

Aquí, P es la potencia de salida y

$$\frac{\partial P}{\partial \theta} \Big|_{\theta_0} < 0$$

El sistema dinámico en la ecuación (13) puede ser estabilizado seleccionando valores apropiados de los parámetros K_p y K_I de control.

La frecuencia ω_0 natural, la amortiguación ζ relativa y la frecuencia ω_d de resonancia amortiguada del sistema de bucle cerrado vienen determinadas entonces por:

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{K}{I}} = \sqrt{\frac{-\frac{1}{\Omega_0} \frac{\partial P}{\partial \theta} \Big|_{\theta_0} K_I - \frac{P_0}{\Omega_0^2}}{I}} \quad (16)$$

$$\zeta = \frac{D}{2I\omega_0} = \frac{-\frac{1}{\Omega_0} \frac{\partial P}{\partial \theta} \Big|_{\theta_0} K_p}{2I\omega_0} \quad (17)$$

y

$$\omega_d = \omega_0 \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (18)$$

respectivamente.

En general, los diseñadores de sistemas de control para turbinas eólicas con base fija intentan mantener la frecuencia ω_d de resonancia amortiguada por debajo de la frecuencia de flexión de primer orden de la torre con el fin de evitar la resonancia. Los valores típicos son $\zeta = 0,7$ y $\omega_d = 0,6 \text{ rad s}^{-1}$.

Los sistemas de control de algunas turbinas eólicas con base fija incluyen también un controlador de vibración para proporcionar una amortiguación positiva activa de las vibraciones de modo de flexión de primer orden de la estructura de soporte. Un ejemplo de uno de dichos sistemas se describe en el documento GB 2117933. En estos sistemas, se proporciona una amortiguación positiva para cancelar, al menos parcialmente, cualquier amortiguación negativa presente, resultando en una amortiguación neta casi o aproximadamente cero de estas vibraciones. De manera alternativa, la amortiguación positiva puede ser suficientemente grande de manera que, además de cancelar cualquier amortiguación negativa, proporciona también una amortiguación positiva adicional, resultando en una amortiguación neta positiva de estas vibraciones.

El controlador de vibración proporciona una corrección del ángulo de incidencia de los álabes en base a las mediciones de la velocidad de la estructura de turbina eólica con el fin de amortiguar las vibraciones de flexión. La corrección del ángulo de incidencia de los álabes se proporciona para movimientos de turbinas eólicas con frecuencias que corresponden a las del modo de flexión de primer orden. La velocidad de la turbina eólica puede ser medida con un sensor, tal como un acelerómetro con compensación para la aceleración de la gravedad, por ejemplo. La velocidad medida puede ser la velocidad horizontal de la góndola, por ejemplo, o su velocidad de ángulo de incidencia (es decir, la velocidad absoluta de la góndola o un punto sobre la torre debido al movimiento en el ángulo de incidencia).

Un ejemplo de un sistema de control con un controlador de vibración con amortiguación activa para una turbina eólica con base fija se muestra en la Fig. 3. La línea superior de la Fig. 3 es la parte de controlador de vibraciones activas del sistema de control, que usa mediciones de la velocidad de la torre para prevenir o minimizar la amortiguación negativa, tal como se ha descrito anteriormente. El resto del sistema es el controlador estándar que proporciona un control estándar de ángulo de incidencia de los álabes basado en la velocidad del rotor.

En la Fig. 3, $v_{g\acute{o}ndola}$, es la velocidad de la góndola, $h_c(s)$ es la función de transferencia entre la señal ω_{ref} de error de velocidad del rotor y la señal β_{ref} de referencia de ángulo de incidencia de los álabes, $h_p(s)$ es la función de transferencia entre la señal β_{ref} de referencia de ángulo de incidencia de los álabes y la velocidad ω_r del rotor de la turbina eólica, y K_d es la ganancia del controlador de vibraciones.

En general, una función de transferencia proporciona la relación entre las transformadas de Laplace de la salida y la entrada a un componente del sistema como una función de una variable s (donde s está relacionado generalmente con una frecuencia espacial o temporal, tal como la frecuencia angular).

La función $h_c(s)$ de transferencia puede ser proporcionada por medio de un controlador PI, en cuyo caso puede expresarse como sigue:

$$h_c(s) = K_p + \frac{K_I}{s} \quad (19)$$

en la que K_I y K_p , son las ganancias integral y proporcional del controlador PI, respectivamente, tal como se ha descrito anteriormente, y tienen las formas siguientes:

$$K_I = - \left(\omega_0^2 I + \frac{P_0}{\Omega_0^2} \right) \frac{\Omega_0}{\frac{\partial P}{\partial \theta} \Big|_{\theta_0}} \quad (20)$$

y

$$K_p = - \frac{2I\omega_0\zeta\Omega_0}{\frac{\partial P}{\partial \theta} \Big|_{\theta_0}} \quad (21)$$

en las que el término

$$\frac{\partial P}{\partial \theta} \Big|_{\theta_0}$$

es negativo y varía con el ángulo θ_0 de incidencia real de los álabes.

Los valores de los parámetros del controlador se determinan mediante un ajuste convencional del sistema de control al ancho de banda deseado.

El bloque de procesamiento de la señal en la Fig. 3 consistirá típicamente en cierto filtrado adecuado para la eliminación de ciertos componentes de frecuencia.

Para el resto del sistema, la función $h_0(s)$ de transferencia de bucle se define como:

$$h_0(s) = h_c(s)h_p(s) \quad (22)$$

y la expresión para la frecuencia de rotación del rotor viene dada como:

$$\omega_r(s) = \frac{h_0(s)}{1+h_0(s)}\omega_{ref} + \frac{h_p(s)}{1+h_0(s)}K_d v_{g\acute{o}ndola} \quad (23)$$

Una medida de la capacidad del sistema de control para seguir la señal de referencia viene dada como:

$$M(s) = \frac{h_0(s)}{1+h_0(s)} \quad (24)$$

y el error entre la señal de referencia deseada y la medición viene dado como:

$$N(s) = \frac{1}{1+h_0(s)} \quad (25)$$

Teniendo en cuenta las ecuaciones (24) y (25) en el dominio de la frecuencia (es decir, donde $s = j\omega$) da:

$$\begin{aligned} |M(j\omega)| \approx 1 \quad \text{y} \quad \angle M(j\omega) \approx 0 \\ \text{cuando } |h_0(j\omega)| \gg 1 \end{aligned} \quad (26)$$

$$\begin{aligned} |M(j\omega)| \approx |h_0(j\omega)| \quad \text{y} \quad \angle M(j\omega) \approx \angle h_0(j\omega) \\ \text{cuando } |h_0(j\omega)| \ll 1 \end{aligned} \quad (27)$$

$$\begin{aligned} N(j\omega) \approx \frac{1}{h_0(j\omega)} \quad \text{y} \quad \angle N(j\omega) \approx -\angle h_0(j\omega) \\ \text{cuando } |h_0(j\omega)| \gg 1 \end{aligned} \quad (28)$$

$$\begin{aligned} N(j\omega) \approx 1 \quad \text{y} \quad \angle N(j\omega) \approx 0 \\ \text{cuando } |h_0(j\omega)| \ll 1 \end{aligned} \quad (29)$$

e insertando las ecuaciones (24) y (25) en la ecuación (23) da:

$$\omega_r(s) = M(s)\omega_{ref} + N(s)h_p(s)K_d v_{g\acute{o}ndola} \quad (30)$$

Con el fin de que el controlador pueda seguir satisfactoriamente la señal de referencia de ángulo de incidencia de los álabes, los parámetros de la función $h_c(s)$ de transferencia del controlador deben ser ajustados de manera que $|h_0(j\omega)| \gg 1$ dentro del ancho de banda deseado del sistema de control. Por lo tanto, de las ecuaciones (28) y (30) se deduce que $N(s)$ tendrá un valor absoluto bajo dentro del ancho de banda del sistema de control de manera que $N(s)$ suprimirá la respuesta de $h_p(s)K_d v_{g\acute{o}ndola}$ con frecuencias dentro del ancho de banda del sistema. En otras

palabras, para las frecuencias dentro del ancho de banda de la parte del controlador estándar del sistema de control de ángulo de incidencia de los álabes, la amortiguación activa es suprimida y para las vibraciones con frecuencias por encima o en las proximidades del ancho de banda de la parte de controlador estándar $N(s)$ tendrá un valor absoluto de aproximadamente 1 y estas vibraciones serán amortiguadas activamente.

5 Tal como se ha indicado anteriormente, en las turbinas eólicas con base fija, los parámetros de control del controlador de ángulo de incidencia de los álabes son ajustados de manera que el ancho de banda de la parte estándar del controlador se encuentra por debajo de la frecuencia natural del primer modo de flexión de la torre, a fin de prevenir o minimizar la amortiguación negativa de las oscilaciones de flexión estructural. Además, una parte de control de vibración, tal como la mostrada en la Fig. 3 puede ser provista para proporcionar una amortiguación
10 positiva activa para las vibraciones con frecuencias del primer modo de flexión ya que estas vibraciones tienen una frecuencia que no es suprimida por esta parte del controlador.

Tal como se ha indicado también anteriormente, las turbinas eólicas flotantes pueden tener también vibraciones de flexión estructural con frecuencias naturales de aproximadamente 0,3 a 1 Hz. Sin embargo, tienen también oscilaciones de cuerpo rígido con frecuencias de aproximadamente 0,03 a 0,04 Hz.

15 Si el sistema de control en la Fig. 3 se usara en una turbina eólica flotante y los parámetros del controlador del ángulo de incidencia de los álabes se ajustaran según la frecuencia del primer modo de flexión estructural de la torre, la contribución de la amortiguación activa $N(s)h_p(s)K_dV_{g\acute{o}ndola}$ proporcionaría una amortiguación positiva de las vibraciones de flexión estructural de alta frecuencia debido a que el valor absoluto de $N(s)$, según la ecuación (29), sería de aproximadamente 1 con muy poco retraso de fase para las frecuencias fuera del ancho de banda de la
20 parte estándar del sistema de control. Sin embargo, la contribución a la amortiguación activa de las oscilaciones de cuerpo rígido de baja frecuencia en el ángulo de incidencia con frecuencias de aproximadamente 0,03-0,04 Hz sería pobre. Estas frecuencias estarían dentro del ancho de banda de la parte de controlador estándar del sistema de control y el valor absoluto de $N(s)$ sería bajo, según la ecuación (25) y, por lo tanto, cualquier amortiguación activa de estas vibraciones de baja frecuencia sería suprimida. Además, estas frecuencias estarían dentro del ancho de
25 banda del controlador estándar de manera que las oscilaciones de cuerpo rígido de baja frecuencia de la estructura de soporte en el ángulo de incidencia sufrirían de amortiguación negativa.

A primera vista, parecería posible aplicar un enfoque similar al usado en las instalaciones de turbinas eólicas con base fija con el fin de superar la amortiguación negativa de las oscilaciones de cuerpo rígido en el ángulo de incidencia en las instalaciones de turbinas eólicas flotantes. De esta manera, los parámetros del controlador serían
30 ajustados según las oscilaciones de cuerpo rígido de manera que se prevendría o minimizaría la amortiguación negativa de las vibraciones de flexión estructural y las oscilaciones de cuerpo rígido de la estructura (debido a que estos movimientos se encuentran fuera del ancho de banda de la parte estándar del controlador). Además, la parte del controlador de vibraciones del controlador en la Fig. 3 proporcionaría entonces una amortiguación positiva adicional para las oscilaciones de cuerpo rígido y las vibraciones de flexión estructural ya que el valor absoluto de
35 $N(s)$, según la ecuación (29), sería de aproximadamente 1 con muy poco retardo de fase para estas frecuencias.

Sin embargo, si el controlador de la Fig. 3 se ajustara de esta manera, conduciría a un controlador de ángulo de incidencia de los álabes muy lento que no reaccionaría a los cambios en la velocidad del viento con períodos de menos de 30 segundos (es decir, con frecuencias de más de 0,03 Hz). Esto resultaría en un rendimiento inaceptable con respecto a los parámetros clave de las turbinas eólicas, tales como variaciones en la producción de
40 potencia, par del eje, velocidad del rotor, fuerza de empuje del rotor, etc. Este sería, en particular, el caso de una instalación de turbina eólica flotante ya que la estructura de soporte flotante se movería también en respuesta a las fuerzas del oleaje. Por lo tanto, con el fin de conseguir un rendimiento de turbina eólica aceptable en una turbina eólica flotante, no es suficiente simplemente ajustar la parte estándar del controlador en la Fig. 3 para que actúe solamente sobre las frecuencias más bajas. Por el contrario, se requiere un nuevo controlador que sea capaz de
45 suprimir la amortiguación negativa y proporcionar una amortiguación activa de las oscilaciones de cuerpo rígido sin comprometer también el rendimiento de la turbina eólica.

Los inventores de la presente invención ya han desarrollado un controlador de ángulo de incidencia de los álabes para una estructura de turbina eólica flotante formada por una estructura de soporte que comprende una torre que soporta un rotor que tiene una pluralidad de álabes, en el que el controlador comprende medios estándar de control
50 de ángulo de incidencia de los álabes y medios de amortiguación activa. Este controlador se describe en el documento WO 2007/053031.

La presente invención se refiere a un controlador de ángulo de incidencia de los álabes para una estructura de turbina eólica flotante que comprende una estructura de soporte que soporta un rotor que tiene una pluralidad de álabes, en el que el controlador comprende medios estándar de control de ángulo de incidencia de los álabes; y
55 medios de amortiguación activa; en el que los medios estándares de control de ángulo de incidencia de los álabes están dispuestos para controlar un ángulo de incidencia de los álabes usando una función de transferencia entre un

error de velocidad del rotor y el ángulo de incidencia de los álabes, y los medios de amortiguación activa están dispuestos para controlar adicionalmente el ángulo de incidencia de los álabes en base a una velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica; en el que los medios de amortiguación activa están dispuestos para convertir la velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica a un error de velocidad del rotor y la misma función de transferencia que se usa en los medios estándares de control de ángulo de incidencia de los álabes es usada en los medios de amortiguación activa con el fin de convertir el error de velocidad del rotor a una corrección en el ángulo de incidencia de los álabes.

En dicho un controlador de ángulo de incidencia de los álabes, debido a que la misma función de transferencia entre el error de velocidad del rotor y el ángulo de incidencia de los álabes se usa dos veces, tanto en los medios estándares de control de ángulo de incidencia de los álabes como en los medios de amortiguación activa, los parámetros del controlador pueden ser ajustados según el primer modo de flexión estructural de la torre (es decir, no es necesario reducir el ancho de banda del controlador), pero la contribución de la amortiguación activa no será suprimida para las oscilaciones [FG2] de cuerpo rígido de baja frecuencia. De esta manera, la amortiguación negativa de las oscilaciones de cuerpo rígido, de baja frecuencia, libres, puede ser minimizada o prevenida, se proporciona también una amortiguación positiva de estas oscilaciones, y la turbina eólica todavía puede proporcionar un rendimiento aceptable con respecto a los parámetros clave de las turbinas eólicas, tales como variaciones en la producción de potencia, par en el eje, velocidad del rotor, fuerza de empuje del rotor, etc.

La expresión "error de velocidad del rotor" significa la diferencia entre una velocidad del rotor deseada y una velocidad del rotor real.

La expresión "medios de control estándar" significa los medios de control estándar descritos anteriormente, en los que el ángulo de incidencia de los álabes es ajustado en base a la velocidad del rotor.

La velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica podría ser la velocidad de ángulo de incidencia o la velocidad horizontal de ese punto, por ejemplo, y el punto podría estar situado en la torre o una góndola, por ejemplo. La velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica puede ser medida directamente, inferida, calculada o estimada mediante cualquier medio adecuado. La invención no requiere el uso de un punto específico en particular; sólo se requiere conocer la velocidad de un punto en alguna parte de la estructura de la turbina eólica. Preferiblemente, el punto está situado en una góndola de la estructura de la turbina eólica.

Los valores deseados de los parámetros del controlador pueden depender de una serie de factores, incluyendo las propiedades estructurales de una instalación de turbina eólica determinada. Con el fin de ajustar los parámetros del controlador, un valor inicial de los parámetros del controlador puede estar basado en un conocimiento teórico o práctico de la frecuencia de flexión natural de la estructura de soporte junto con las ecuaciones (16)-(18). En base a una respuesta de turbina eólica supervisada continuamente, las ganancias del controlador en las ecuaciones (20) y (21) pueden ser cambiadas modificando gradualmente la frecuencia ω_0 natural y la amortiguación ζ relativa.

Preferiblemente, el controlador está dispuesto de manera que los parámetros del controlador puedan ser cambiados mediante una operación remota. Esto asegura que los parámetros del controlador sean fáciles de cambiar.

En una realización preferida de la invención, los medios de amortiguación activa comprenden un filtro paso bajo para filtrar los cambios en la velocidad de un punto sobre la estructura con frecuencias por encima de la frecuencia natural de las oscilaciones de cuerpo rígido libres debidas al ángulo de incidencia. El filtro paso bajo podría filtrar los cambios en la velocidad de un punto sobre la estructura con frecuencias por encima de aproximadamente 0,04 o 0,05 Hz, por ejemplo. Preferiblemente, este filtro es un filtro agudo, tal como un filtro Butterworth paso bajo de segundo o tercer orden. Dichos filtros garantizan que sólo se amortiguan, de manera activa, las oscilaciones con las frecuencias deseadas y no producen demasiada variación en la velocidad del rotor.

Preferiblemente, los medios de amortiguación activa comprenden medios de ganancia de amortiguación activa que convierten la velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica a una velocidad de rotor deseada.

Preferiblemente, los medios de ganancia de amortiguación activa están dispuestos para reducir o prevenir la amortiguación de las oscilaciones de cuerpo rígido de la estructura de la turbina eólica en el ángulo de incidencia. Además, preferiblemente, los medios de ganancia de amortiguación activa están dispuestos para proporcionar una amortiguación neta positiva de las oscilaciones de cuerpo rígido de la estructura de la turbina eólica en el ángulo de incidencia.

Preferiblemente, la función de transferencia que se usa tanto en los medios de amortiguación activa como en los medios estándares de control de ángulo de incidencia de los álabes es implementada mediante un controlador proporcional integral (PI). En una realización preferida, se proporcionan dos controladores PI, uno en los medios de amortiguación activa y uno en los medios estándares de control de ángulo de incidencia. De manera alternativa, se

proporciona un único controlador PI que es usado tanto por los medios de amortiguación activa como por los medios estándares de control de ángulo de incidencia. Esta realización alternativa con solo un controlador PI que es usado tanto por los medios de amortiguación activa como por los medios estándares de control de ángulo de incidencia de los álabes proporciona un controlador con una estructura ligeramente más simple.

- 5 El ángulo de incidencia de álabe de los álabes del rotor puede ser ajustado colectivamente (es decir, en la misma cantidad) para todos los álabes del rotor. Esto proporciona una manera relativamente simple de ajustar los ángulos de incidencia de los álabes.

De manera alternativa, el ángulo de incidencia de los álabes puede ser ajustado por separado para cada álabe de rotor. En dicho un sistema, los álabes pueden ser ajustados por separado para tener en cuenta factores tales como el perfil de cizalladura del viento y la variación de la velocidad del viento con la altura, por ejemplo.

- 10 Además, la presente invención se refiere a un procedimiento para controlar el ángulo de incidencia de los álabes de una estructura de turbina eólica flotante que comprende una estructura de soporte que soporta un rotor que tiene una pluralidad de álabes, en el que el procedimiento comprende: ajustar un ángulo de incidencia de los álabes en base a la salida de una función de transferencia entre un error de velocidad del rotor y el ángulo de incidencia de los álabes, y ajustar adicionalmente el ángulo de incidencia de los álabes en base a una velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica, en el que la velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica es convertida a un error de velocidad del rotor que es convertido, a continuación, a un ángulo de incidencia de los álabes usando la misma función de transferencia.

- 15 Tal como será evidente para una persona con conocimientos en la materia, la función de transferencia o controlador proporcional integral se proporcionará normalmente en forma de software. De esta manera, el controlador comprende un procesador para ejecutar este software. Los procesadores podrían ser microprocesadores, por ejemplo.

- 20 La invención se refiere también a una estructura de turbina eólica que comprende: una estructura de soporte que soporta un rotor que tiene una pluralidad de álabes; y un controlador que comprende: medios estándar de control de ángulo de incidencia de los álabes; y medios de amortiguación activa; en el que los medios estándares de control de ángulo de incidencia de los álabes están dispuestos para controlar un ángulo de incidencia de los álabes usando una función de transferencia entre un error de velocidad del rotor y el ángulo de incidencia de los álabes, y los medios de amortiguación activa están dispuestos para controlar adicionalmente el ángulo de incidencia de los álabes en base a una velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica; en el que los medios de amortiguación activa están dispuestos para convertir la velocidad de un punto sobre la estructura a un error de velocidad del rotor y la misma función de transferencia que se usa en los medios estándares de control de ángulo de incidencia de los álabes se usa en los medios de amortiguación activa con el fin de convertir el error de velocidad del rotor a una corrección del ángulo de incidencia de los álabes.

- 25 La presente invención se refiere también a un producto de software que comprende instrucciones que, cuando son ejecutadas por un procesador, hacen que el procesador controle el ángulo de incidencia de los álabes de una estructura de turbina eólica flotante que comprende una estructura de soporte que soporta un rotor que tiene una pluralidad de álabes ajustando un ángulo de incidencia de los álabes en base a la salida de una función de transferencia entre un error de velocidad del rotor y el ángulo de incidencia de los álabes, y ajustando adicionalmente el ángulo de incidencia de los álabes en base a una velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica, en el que la velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica es convertida a un error de velocidad del rotor, que es convertido, a continuación, a un ángulo de incidencia de los álabes usando la misma función de transferencia.

Preferiblemente, el producto de software es un soporte de datos físico.

- 30 La presente invención se refiere también a un procedimiento de fabricación de un producto de software que está en la forma de un soporte físico, que comprende el almacenamiento en el soporte de datos de instrucciones que, cuando son ejecutadas por un procesador, hacen que el procesador controle el ángulo de incidencia de los álabes de una estructura de turbina eólica flotante que comprende una estructura de soporte que soporta un rotor que tiene una pluralidad de álabes ajustando un ángulo de incidencia de los álabes en base a la salida de una función de transferencia entre un error de velocidad del rotor y el ángulo de incidencia de los álabes, y ajustando adicionalmente el ángulo de incidencia de los álabes en base a una velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica, en el que la velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica es convertida a un error de velocidad del rotor, que es convertido, a continuación, en un ángulo de incidencia de los álabes usando la misma función de transferencia.

- 35 La invención ha sido descrita en términos de funciones de transferencia. Sin embargo, se apreciará que la invención se extiende a cualquier medio, función o procedimiento que pueda ser empleado para determinar una

corrección en el ángulo de incidencia de los álabes a partir de un error de velocidad del rotor.

Tal como se ha indicado anteriormente, los medios de amortiguación activa del controlador pueden comprender un filtro paso bajo para filtrar los cambios en la velocidad de un punto sobre la estructura con frecuencias por encima de la frecuencia natural de las oscilaciones de cuerpo rígido debidas al ángulo de incidencia, en el que el filtro es un filtro Butterworth paso bajo de segundo o tercer orden. Dichos filtros garantizan que sólo se amortiguan, de manera activa, las oscilaciones con las frecuencias deseadas y no producen demasiada variación en la velocidad del rotor. No era una etapa obvia para los inventores de la presente invención darse cuenta de que los filtros Butterworth de segundo y tercer orden son particularmente adecuados para esta aplicación y, de esta manera, la presente invención se refiere también a un controlador de ángulo de incidencia de los álabes para una estructura de turbina eólica flotante que comprende una estructura de soporte que soporta un rotor que tiene una pluralidad de álabes, en el que el controlador comprende medios estándar de control de ángulo de incidencia de los álabes; y medios de amortiguación activa; en el que los medios estándares de control de ángulo de incidencia de los álabes están dispuestos para controlar un ángulo de incidencia de los álabes usando una función de transferencia entre un error de velocidad del rotor y el ángulo de incidencia de los álabes, y los medios de amortiguación activa están dispuestos para controlar adicionalmente el ángulo de incidencia de los álabes en base a una velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica; en el que los medios de amortiguación activa comprenden un filtro Butterworth paso bajo de segundo o tercer orden para filtrar los cambios en la velocidad horizontal de un punto sobre la estructura de turbina eólica con frecuencias por encima de la frecuencia natural de las oscilaciones de cuerpo rígido libres debidas al ángulo de incidencia.

Las realizaciones preferidas de la invención se describirán ahora solamente a modo de ejemplo y con referencia a las figuras adjuntas, en las que:

La Fig. 1 es un gráfico de la fuerza de empuje del rotor como una función de la velocidad del viento para una turbina eólica flotante de 2,3 MW que usa un sistema de control de ángulo de incidencia de los álabes convencional;

La Fig. 2 es un espectro de potencia típico de las oscilaciones en una instalación de turbina eólica flotante;

La Fig. 3 es un diagrama esquemático de un sistema de control de ángulo de incidencia de los álabes con control de vibración para una turbina eólica con base fija;

La Fig. 4 es un diagrama esquemático de un sistema de control de ángulo de incidencia de los álabes con amortiguación activa para una turbina eólica flotante;

Las Figs. 5 (a) y (b) son diagramas esquemáticos de dos sistemas alternativos de control de ángulo de incidencia de los álabes para una turbina eólica flotante;

La Fig. 6 muestra un gráfico de una simulación en el dominio del tiempo del movimiento de la parte superior de la torre que compara un controlador convencional, un controlador para turbinas con base fija con control de vibración, un controlador de amortiguación activa para turbinas flotantes y sólo olas;

La Fig. 7 muestra un gráfico de una simulación de la respuesta de frecuencia para el movimiento de la parte superior de la torre que compara un controlador convencional, un controlador para turbinas con base fija con control de vibración, un controlador de amortiguación activa para turbinas flotantes y sólo olas;

La Fig. 8 es una tabla que muestra algunos datos clave para el movimiento de la góndola;

La Fig. 9 muestra un gráfico de una simulación de la respuesta de frecuencia para el momento de flexión de la torre (17 m sobre el nivel del mar) que compara un controlador convencional, un controlador para turbinas con base fija con control de vibración, un controlador de amortiguación activa para turbinas flotantes y sólo olas;

La Fig. 10 es una tabla que muestra algunos datos clave para los momentos de flexión de la torre (17 m sobre el nivel del mar);

La Fig. 11 es un gráfico de una simulación en el dominio de tiempo de la fuerza de empuje del rotor que compara un controlador convencional, un controlador para una turbina con base fija con control de vibración, un controlador de amortiguación activa para turbinas flotantes y sólo olas;

La Fig. 12 es una tabla que muestra algunos datos clave para la fuerza de empuje del rotor;

La Fig. 13 es un gráfico de la velocidad del rotor en función del tiempo que compara un controlador convencional, un controlador para una turbina con base fija con control de vibración y un controlador para una turbina eólica flotante;

La Fig. 14 es una tabla que muestra algunos datos clave para la velocidad del rotor;

La Fig. 15 es un gráfico de las producciones de potencia en función del tiempo que compara un controlador convencional, un controlador para una turbina con base fija con control de vibración y un controlador para una turbina eólica flotante; y

5 La Fig. 16 es una tabla que muestra algunos datos clave para la producción de potencia.

La Fig. 4 muestra un diagrama esquemático de un sistema de control de ángulo de incidencia de los álabes con amortiguación activa para una instalación de turbina eólica flotante.

En comparación con la Fig. 3, que muestra un sistema de control de ángulo de incidencia de los álabes que implica un control de vibración para amortiguar activamente las vibraciones de flexión en una turbina eólica con base fija, el sistema de control de ángulo de incidencia de los álabes para una turbina eólica flotante mostrada en la Fig. 4 usa dos veces la función $h_c(s)$ de transferencia.

La frecuencia ω_r angular del rotor en la Fig. 4 puede ser expresada como:

$$\begin{aligned}\omega_r(s) &= \frac{h_0(s)}{1+h_0(s)} \omega_{ref} + \frac{h_0(s)}{1+h_0(s)} K_d v_{g\acute{o}ndola} \\ &= M(s) \omega_{ref} + M(s) K_d v_{g\acute{o}ndola}\end{aligned}\quad (31)$$

15

Si los parámetros de control se ajustan según el primer modo de flexión estructural de la torre, la contribución de la amortiguación activa $M(s)K_d v_{g\acute{o}ndola}$ proporcionará una amortiguación activa de las oscilaciones de cuerpo rígido de baja frecuencia de la estructura, ya que, según la ecuación (26), el valor absoluto de $M(s)$ tendrá un valor absoluto de aproximadamente 1 y muy poco retardo de fase para las frecuencias dentro de la anchura de banda de la parte estándar del sistema de control. Sin embargo, la contribución a la amortiguación de $H(s)K_d v_{g\acute{o}ndola}$ será pobre para las vibraciones estructurales del modo de flexión ya que estas vibraciones tienen frecuencias que están fuera del ancho de banda del sistema de control y, según la ecuación (27), $M(s)$ suprimirá dichas contribuciones. Sin embargo, debido a que las vibraciones estructurales de modo de flexión son normalmente considerablemente más pequeñas que las oscilaciones de cuerpo rígido, tal como se muestra en la Fig. 2, no siempre es necesario proporcionar una amortiguación positiva de las vibraciones estructurales de modo de flexión. De manera alternativa, el controlador mostrado en la Fig. 4 podría ser modificado para incluir también la parte de amortiguación activa del controlador mostrado en la Fig. 3 (que no usa la función $h_c(s)$ de transferencia), con el fin de proporcionar también una amortiguación activa de las vibraciones estructurales de modo de flexión.

20

25

La diferencia principal entre el controlador mostrado en la Fig. 3 para las turbinas eólicas con base fija y las mostradas en la Fig. 4 para las turbinas eólicas flotantes es la inclusión de la función $h_c(s)$ de transferencia del controlador en los medios de amortiguación activa para la turbina eólica flotante.

30

Comparando la Fig. 3 con la Fig. 4, los bloques de procesamiento de señal en estas figuras son también diferentes debido al efecto de las diferentes estructuras de controlador y debido a las diferentes frecuencias que se tienen en cuenta.

35

El bloque de procesamiento de señal en el controlador de amortiguación activa para una turbina flotante mostrada en la Fig. 4 usa un filtro paso bajo agudo con una frecuencia de filtro que está suficientemente por debajo del intervalo de frecuencias de onda (de 0,05 a 0,2 Hz) y está suficientemente por encima de la frecuencia natural de la torre en el ángulo de incidencia (de 0,03 a 0,04 Hz) con el fin de evitar la amortiguación del movimiento inducido por el oleaje, lo que conduciría a un mal rendimiento con respecto a los parámetros clave de las turbinas eólicas. En otras palabras, la frecuencia del filtro es de aproximadamente 0,04 a 0,05 Hz.

40

Por el contrario, el bloque de procesamiento de señal en el controlador de vibración para una turbina eólica con base fija, mostrada en la Fig. 3, no puede tener dicho un filtro paso bajo, ya que también filtraría la parte de la señal que es usada por el controlador de vibración, es decir, el movimiento de la torre en las proximidades del primer modo de flexión de la torre que tiene una frecuencia más alta que el oleaje. Sin embargo, es aceptable que el controlador de vibración en una turbina eólica con base fija no tenga dicho filtro paso bajo, ya que no tiene que tener en cuenta los movimientos inducidos por las olas.

45

El valor de la ganancia K_d de amortiguación activa mostrado en las Figs. 3 y 4 normalmente será diferente para los dos casos (con base fija y flotante), y el valor exacto usado para este parámetro se encuentra mediante un ajuste convencional del controlador.

50

Una realización de un controlador de ángulo de incidencia de los álabes de la presente invención se muestra en la Fig. 5(a).

En la Fig. 5(a), el cuadro superior contiene los medios de amortiguación activa, que toman una medida de la velocidad de la góndola, tal como su velocidad de ángulo de incidencia, como su entrada, y comprenden un bloque de procesamiento de la señal y un filtro paso bajo, una ganancia de amortiguación activa y un controlador PI.

El filtro paso bajo es un filtro agudo que deja pasar movimientos con una frecuencia correspondiente a la frecuencia natural de las oscilaciones de cuerpo rígido libres de la torre en el ángulo de incidencia (de aproximadamente 0,03 a 0,04 Hz) y no deja pasar los movimientos con una frecuencia correspondiente a la frecuencia de los movimientos inducidos por las olas (de aproximadamente 0,05 a 0,2 Hz). Los filtros Butterworth paso bajo de segundo o tercer orden son dos opciones adecuadas para ello.

La ganancia de amortiguación activa convierte la medición de la velocidad horizontal de la góndola a un error de velocidad del rotor.

El controlador PI convierte el error de velocidad del rotor a un ajuste del ángulo de incidencia de los álabes en base a la función $h_c(s)$ de transferencia.

Una realización alternativa pero equivalente de un controlador de ángulo de incidencia de los álabes para una turbina eólica flotante se muestra en la Fig. 5 (b). La única diferencia entre las realizaciones mostradas en las Figs. 5 (a) y (b) es que en la Fig. 5(b) sólo se usa un controlador PI, pero debido a que sus entradas provienen tanto de la parte estándar del controlador como de la parte de amortiguación activa, el resultado es el mismo que si se usaran dos controladores PI como en la realización mostrada en la Fig. 5(a).

La Figs. 6 a 16 muestran algunos resultados de la simulación que ilustran el efecto de los controladores siguientes cuando se usan en una turbina eólica flotante:

- un controlador estándar de ángulo de incidencia de los álabes sin amortiguación activa;
- un controlador con control de vibración para la amortiguación activa de las vibraciones estructurales de modo flexión para turbinas eólicas con base fija; y
- un controlador con control activo de amortiguación de las oscilaciones de cuerpo rígido de turbinas eólicas flotantes.

Estos casos se comparan también con el caso en el que no hay viento actuando sobre la turbina y ningún movimiento es debido solamente a las fuerzas del oleaje (sólo olas).

Las simulaciones se realizaron con las siguientes condiciones de funcionamiento: una velocidad del viento de 17 ms^{-1} , una intensidad de turbulencia del 10%, una altura de ola significativa de 5 m y un período de pico característico del espectro de olas de 12 s. La intensidad de la turbulencia del viento se define como el cociente de la desviación estándar al valor medio de la velocidad del viento.

Los medios de amortiguación activa para la turbina eólica flotante contenían un filtro Butterworth de tercer orden con una frecuencia de filtro paso bajo de 0,05 Hz, una ganancia de amortiguación activa de $K_d = 0,2$ y un controlador PI que contiene la función $h_c(s)$ de transferencia. Los medios de control de vibración para turbinas eólicas con base fija contenían un filtro Butterworth y una ganancia de amortiguación activa de $K_d = 0,5$. La totalidad de los tres controladores usaban el mismo controlador PI en el bucle cerrado de control, que estaba diseñado para proporcionar una salida de potencia constante. Los valores de ω_0 y ζ eran de $0,6159 \text{ rad s}^{-1}$ y 0,7, respectivamente, lo que proporciona $K_p = 2,8615$ y $K_I = 1,7004$ a un ángulo de incidencia de los álabes de cero.

En un buen controlador, es deseable tener pequeñas desviaciones estándar en los parámetros clave de la turbina eólica, tales como la velocidad del rotor, la producción de potencia y la fuerza de empuje del rotor, y los valores medios de la velocidad del rotor y la producción de potencia deberían coincidir con sus valores nominales. Para la velocidad del rotor es importante también que el valor máximo esté por debajo de un límite determinado que, si se supera, causaría el apagado de la turbina. La velocidad máxima permitida del rotor es de aproximadamente $2,1 \text{ rad s}^{-1}$ para la turbina de 2,3 MW usada en estas simulaciones.

La Fig. 6 muestra el tamaño del movimiento de la parte superior de la torre de turbina eólica como una función del tiempo para cada uno de los casos indicados anteriormente. Tal como se muestra en la Fig. 8, el valor medio del movimiento de la parte superior de la torre es comparable para cada uno de los tres controladores. El valor medio es controlado principalmente por el empuje medio del viento en la turbina. Sin embargo, la desviación estándar de esta amplitud es considerablemente menor cuando se usa el controlador para una turbina eólica flotante con amortiguación activa.

La Fig. 7 muestra un espectro proporcional al cuadrado de la amplitud de movimiento del movimiento de la parte superior de la torre representado gráficamente como una función de la frecuencia. Como se esperaba, el tamaño del movimiento de la parte superior de la torre con frecuencias correspondientes a las de las oscilaciones de cuerpo rígido libres de la turbina eólica flotante en el ángulo de incidencia (a frecuencias de aproximadamente 0,03 a 0,04 Hz) es considerablemente menor cuando la amortiguación activa está incluida en el controlador que cuando se usa un controlador convencional, sin amortiguación activa. Se observa también que, según se desee, los movimientos en el intervalo de las frecuencias de onda no se ven afectados por el controlador.

La Fig. 9 muestra el momento de flexión de la torre 17 m sobre el nivel del mar como una función de la frecuencia para cada uno de los cuatro casos indicados anteriormente. El tamaño del momento de flexión sobre la torre para movimientos a frecuencias correspondientes a las oscilaciones de cuerpo rígido de la turbina eólica flotante en el ángulo de incidencia cuando se usa un controlador para una turbina eólica flotante es considerablemente menor que cuando se usa un controlador convencional o uno para una turbina eólica con base fija, donde no se proporciona ninguna amortiguación activa para las oscilaciones de cuerpo rígido de la turbina eólica flotante en el ángulo de incidencia. Las medias y las desviaciones estándar se proporcionan en la Fig. 10. La desviación estándar es considerablemente menor cuando se usa el controlador para una turbina eólica flotante que cuando se usa un controlador convencional o uno para una turbina eólica con base fija con amortiguación activa.

La Fig. 11 muestra la fuerza de empuje del rotor como una función del tiempo cuando se usa cada uno de los tres controladores indicados anteriormente. Las medias y las desviaciones estándar se proporcionan en la Fig. 12. La desviación estándar de la fuerza de empuje del rotor es ligeramente mayor cuando se usa un controlador para una turbina eólica flotante.

La Fig. 13 muestra la velocidad del rotor como una función del tiempo cuando se usa cada uno de los tres controladores indicados anteriormente. Las medias y las desviaciones estándar se proporcionan en la Fig. 14. La desviación estándar de la velocidad del rotor es ligeramente mayor cuando se usa un controlador para una turbina eólica flotante. Además, se observa que no se excede en ningún caso la velocidad máxima del rotor deseable.

La Fig. 15 muestra la producción de potencia como una función del tiempo cuando se usa cada uno de los tres controladores indicados anteriormente. Las medias y las desviaciones estándar se proporcionan en la Fig. 16. La desviación estándar de la producción de potencia es ligeramente mayor cuando se usa un controlador para una turbina eólica flotante.

En general, a partir de los resultados de la simulación, pueden señalarse los puntos siguientes:

- el rendimiento con respecto a la velocidad del rotor, la producción de potencia y la fuerza de empuje del rotor es ligeramente mejor cuando se usa un controlador convencional que cuando se usa un controlador de vibración en una turbina eólica flotante;
- el controlador de amortiguación activa para turbinas eólicas flotantes (es decir, para un control de movimiento de cuerpo rígido) proporciona un rendimiento considerablemente mejor con respecto a los movimientos de la torre y los momentos de flexión de la torre que los otros controladores;
- las características de movimiento de una turbina eólica flotante que usa un controlador de amortiguación activa para turbinas eólicas flotantes son muy similares al caso sólo con olas; y
- el rendimiento del controlador de vibración para las turbinas eólicas con base fija es muy similar al del controlador convencional, que coincide con el análisis teórico proporcionado anteriormente.

Cabe señalar que aunque la presente invención ha sido descrita usando funciones de transferencia, podría usarse cualquier otra representación matemática adecuada de los sistemas implicados. Además, aunque las funciones de transferencia sólo son generalmente válidas para sistemas lineales, la persona con conocimientos en la materia entenderá que un sistema no lineal (tal como aquellos a los que se refiere la presente invención) puede ser representado por una función de transferencia con valores lineales en las proximidades de un punto de funcionamiento particular.

REIVINDICACIONES

1. Un controlador de ángulo de incidencia de los álabes para una estructura de turbina eólica flotante que comprende una estructura de soporte que soporta un rotor que tiene una pluralidad de álabes, en el que el controlador comprende:

- 5 medios estándar de control de ángulo de incidencia de los álabes; y
 medios de amortiguación activa;

 en el que los medios estándares de control de ángulo de incidencia de los álabes están dispuestos para controlar un ángulo de incidencia de los álabes usando una función de transferencia entre un error de velocidad del rotor y el ángulo de incidencia de los álabes; en el que el ángulo de incidencia controlado de los
10 álabes está caracterizado por el hecho de que

 los medios de amortiguación activa están dispuestos para controlar adicionalmente el ángulo de incidencia de los álabes en base a una velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica convirtiendo la velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica a un error de velocidad del rotor y usando la misma función de transferencia que se usa en los medios estándares de control de ángulo de incidencia de los
15 álabes para convertir el error de velocidad del rotor a una corrección del ángulo de incidencia de los álabes.
2. Controlador de ángulo de incidencia de los álabes según la reivindicación 1, en el que los parámetros del controlador pueden ser cambiados mediante una operación remota.
3. Controlador de ángulo de incidencia de los álabes según la reivindicación 1 o 2, en el que los medios de amortiguación activa comprenden un filtro paso bajo, y en el que el filtro paso bajo está dispuesto preferiblemente para filtrar los cambios en la velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica con frecuencias por encima de la frecuencia natural de las oscilaciones de cuerpo rígido de la estructura de turbina eólica en el ángulo de incidencia.
- 20 4. Controlador de ángulo de incidencia de los álabes según la reivindicación 3, en el que el filtro paso bajo está dispuesto para filtrar los cambios en la velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica con frecuencias por encima de 0,05 Hz, y preferiblemente por encima de 0,04 Hz.
- 25 5. Controlador de ángulo de incidencia de los álabes según la reivindicación 3 o 4, en el que el filtro paso bajo es un filtro agudo y/o un filtro Butterworth paso bajo de segundo o tercer orden.
6. Controlador de ángulo de incidencia de los álabes según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que:

 los medios de amortiguación activa comprenden medios de ganancia de amortiguación activa que convierten la velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica a un error de velocidad del rotor; y/o
30 los medios de ganancia de amortiguación activa están dispuestos para reducir o prevenir la amortiguación negativa de las oscilaciones de cuerpo rígido de la estructura de turbina eólica en el ángulo de incidencia; y/o

 los medios de ganancia de amortiguación activa están dispuestos para proporcionar una amortiguación neta positiva de las oscilaciones de cuerpo rígido de la estructura de turbina eólica en el ángulo de incidencia.
- 35 7. Controlador de ángulo de incidencia de los álabes según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la función de transferencia que se usa tanto en los medios de amortiguación activa como en los medios estándares de control de ángulo de incidencia de los álabes se implementa en forma de un controlador proporcional integral.
8. Controlador de ángulo de incidencia de los álabes según la reivindicación 7, en el que el controlador comprende dos controladores proporcionales integrales, uno en los medios de amortiguación activa y uno en los medios estándares de control de ángulo de incidencia de los álabes, o en el que el controlador comprende un controlador proporcional integral que está dispuesto para ser usado tanto por los medios de amortiguación activa como por los
40 medios estándares de control de ángulo de incidencia de los álabes.
9. Controlador de ángulo de incidencia de los álabes según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el ángulo de incidencia de los álabes puede ser ajustado por separado para cada álabe de rotor.
- 45 10. Un procedimiento para controlar el ángulo de incidencia de los álabes de una estructura de turbina eólica flotante que comprende una estructura de soporte que soporta un rotor que tiene una pluralidad de álabes, en el que el procedimiento comprende:

ajustar un ángulo de incidencia de los álabes en base a la salida de una función de transferencia entre un error

de velocidad del rotor y el ángulo de incidencia de los álabes; y

ajustar adicionalmente el ángulo de incidencia de los álabes en base a una velocidad horizontal de un punto sobre la estructura de la turbina eólica;

- 5 en el que la velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica es convertida a un error de velocidad del rotor, que es convertido a continuación a un ángulo de incidencia de los álabes usando la misma función de transferencia.
- 10 11. Procedimiento según la reivindicación 10, en el que el ángulo de incidencia de los álabes se ajusta sólo adicionalmente para cambios en la velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica con frecuencias por encima de un valor determinado, en el que el valor determinado está preferiblemente por encima de la frecuencia natural de las oscilaciones de cuerpo rígido de la estructura en el ángulo de incidencia, es preferiblemente de 0,05 Hz y más preferiblemente es de 0,04 Hz.
12. Procedimiento según la reivindicación 11, en el que los cambios en la velocidad de un punto sobre la estructura de la turbina eólica son filtrados usando un filtro paso bajo, en el que el filtro paso bajo es preferiblemente un filtro Butterworth paso bajo de segundo o tercer orden.
- 15 13. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 10 a 12, en el que la velocidad de un punto sobre la estructura es convertido a un error de velocidad del rotor usando unos medios de ganancia de amortiguación activa; en el que los medios de ganancia de amortiguación activa están dispuestos preferiblemente para reducir o prevenir la amortiguación negativa de las oscilaciones de cuerpo rígido de la estructura de turbina eólica en el ángulo de incidencia, y/o en el que los medios de ganancia de amortiguación activa están dispuestos preferiblemente para proporcionar una amortiguación neta positiva de las oscilaciones de cuerpo rígido de la estructura de turbina eólica en el ángulo de incidencia.
- 20 14. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 10 a 13, en el que la función de transferencia que se usa tanto en los medios de amortiguación activa como en los medios estándares de control de ángulo de incidencia de los álabes es implementada en forma de un controlador proporcional integral.
- 25 15. Una instalación de turbina eólica flotante que comprende un controlador de ángulo de incidencia de los álabes según cualquiera de las la reivindicaciones 1-9 o controlada según cualquiera de las reivindicaciones 10 a 14.

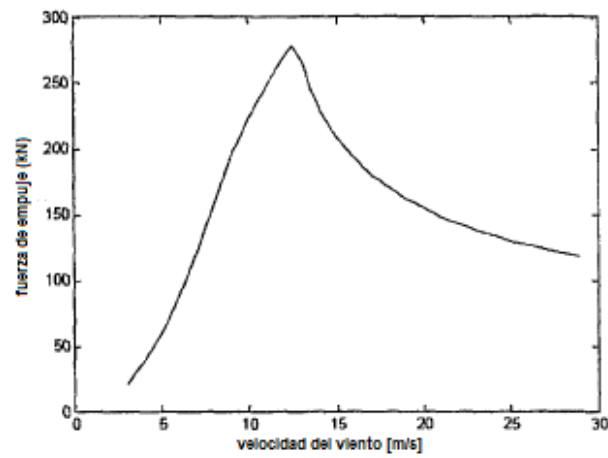


FIG. 1

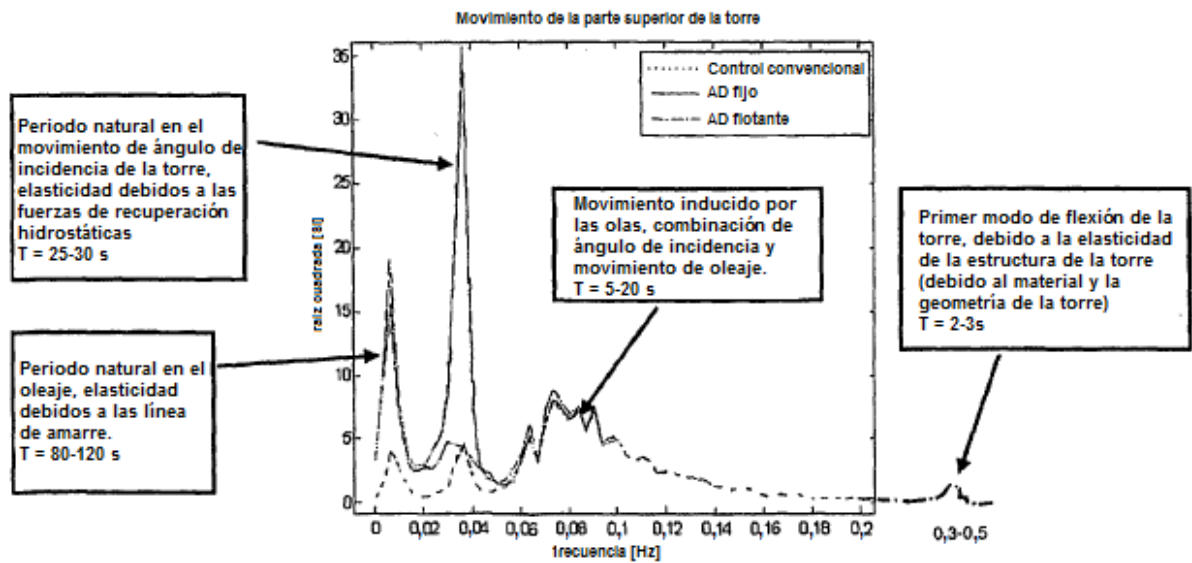


FIG. 2

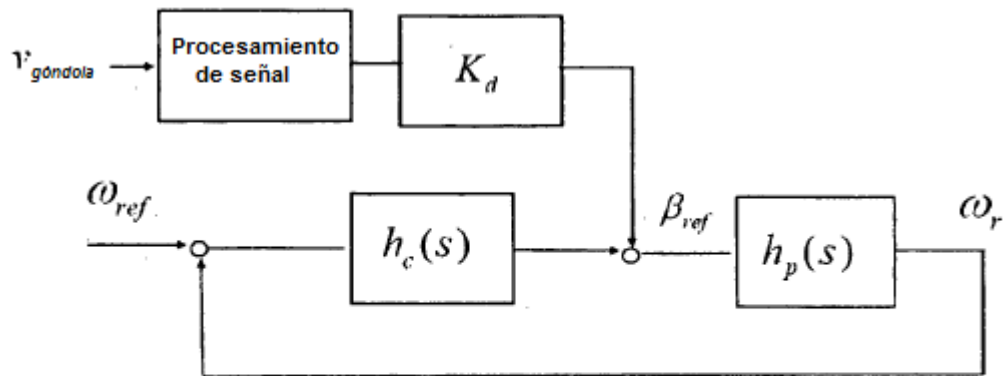


Fig. 3

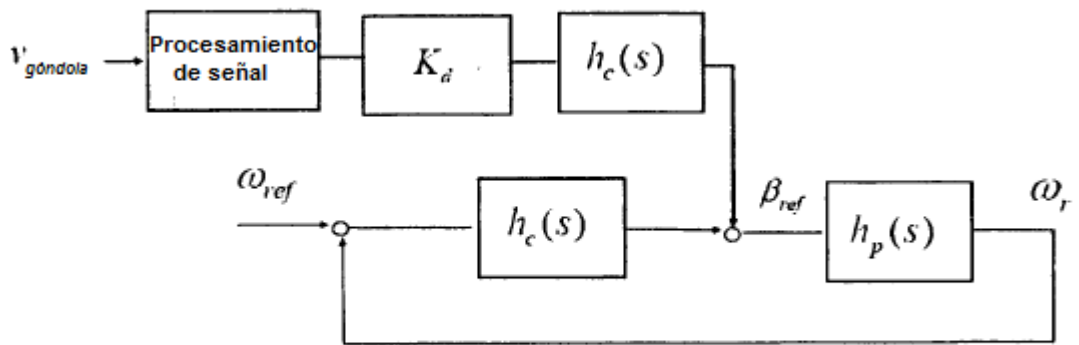


Fig. 4

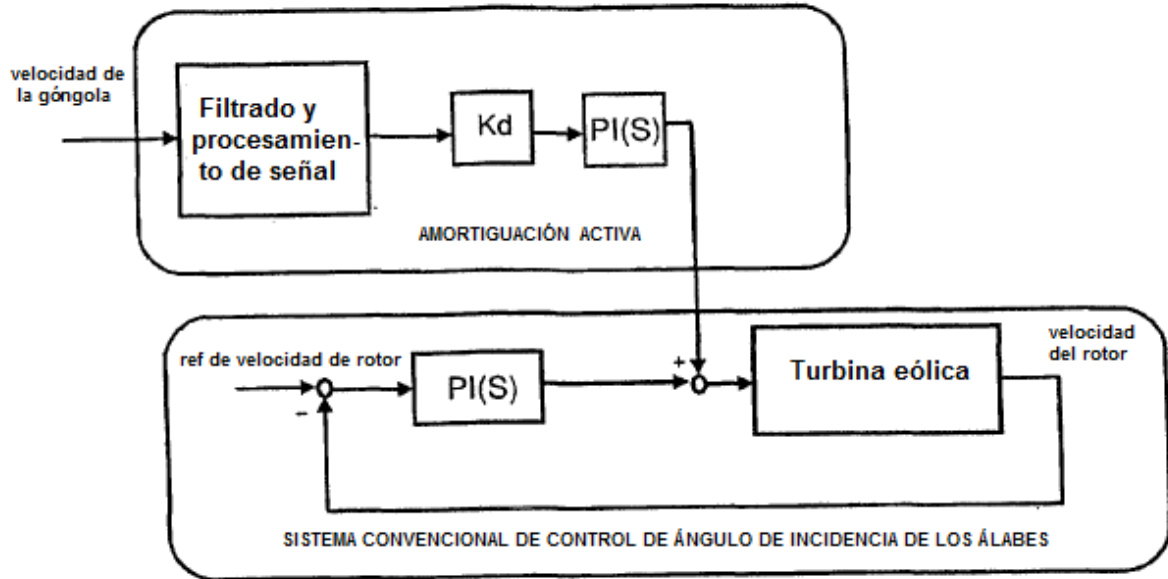


FIG. 5a

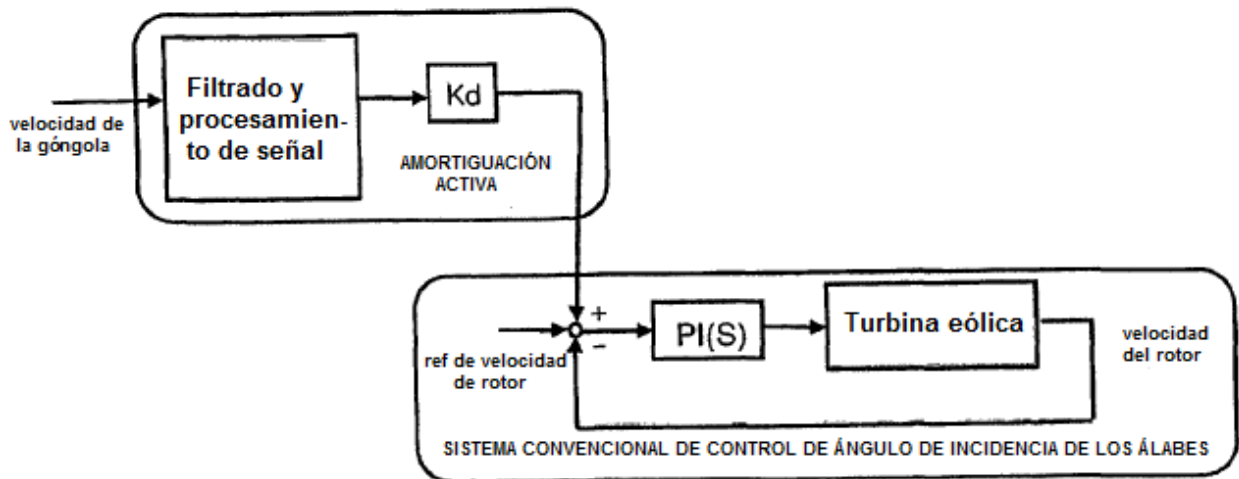


FIG. 5b

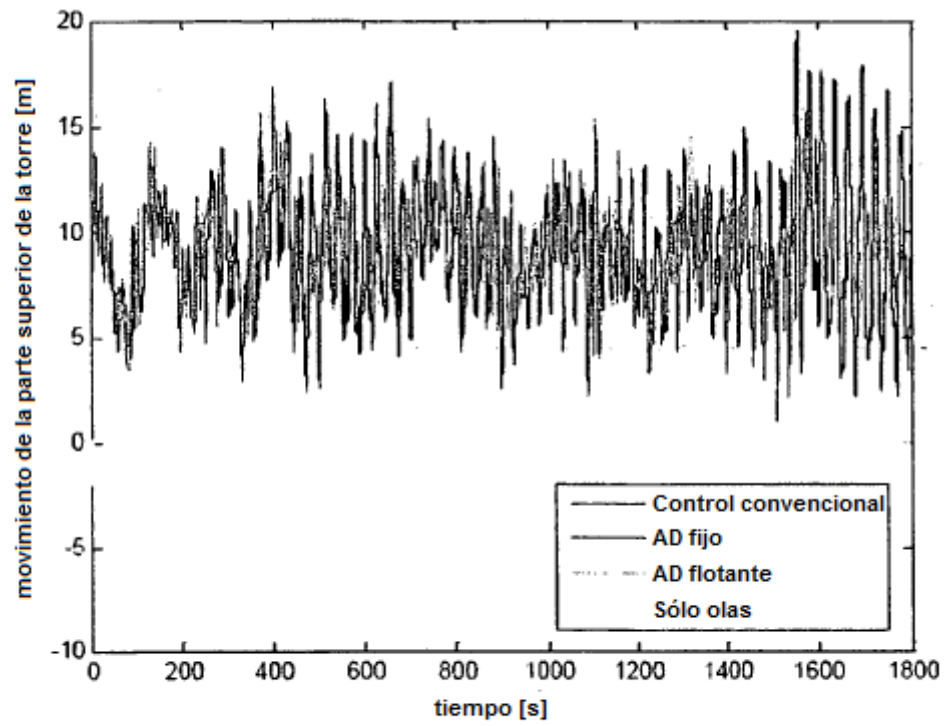


Fig. 6

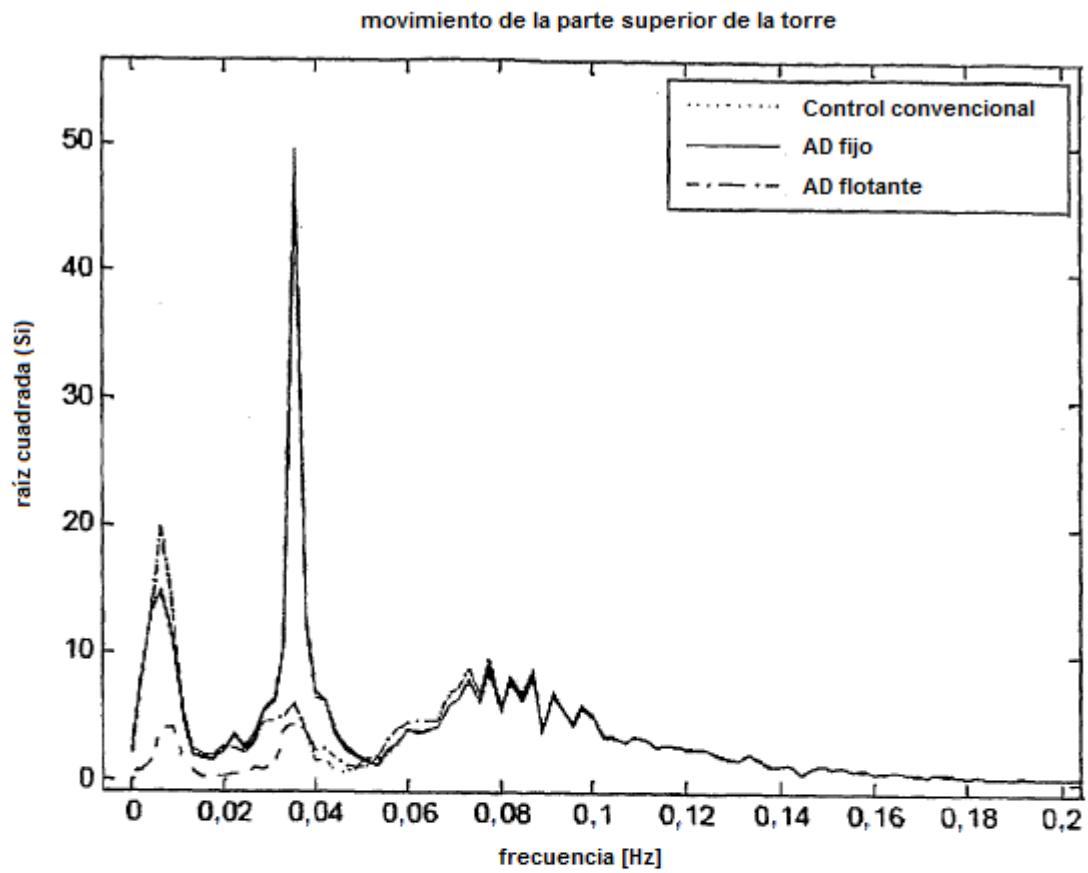


FIG. 7

MOVIMIENTO PARTE SUPERIOR TORRE		
	Valor medio [m]	Desviación estándar [m]
Controlador convencional	9,12	3,03
Controlador con amortiguación activa para turbinas con base fija	9,13	3,12
Controlador con amortiguación activa para turbinas flotantes	9,19	2,12
Solo olas	-0,09	1,48

FIG. 8

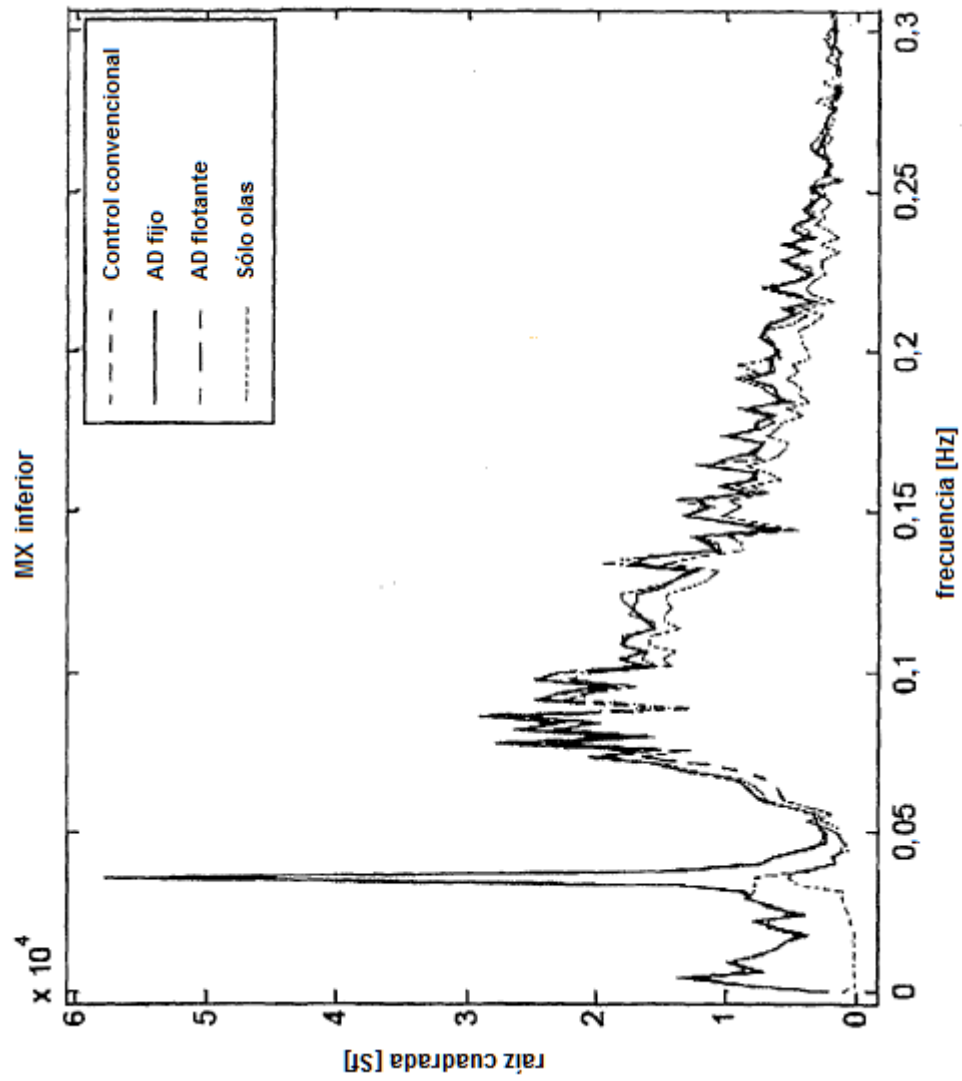


FIG. 9

MOMENTOS DE FLEXIÓN DE LA TORRE		
	Valor medio [kNm]	Desviación estándar [kNm]
Controlador convencional	10383	6611
Controlador con amortiguación activa para turbinas con base fija	10389	6661
Controlador con amortiguación activa para turbinas flotantes	10508	5697
Solo olas	-1050	4937

Fig. 10

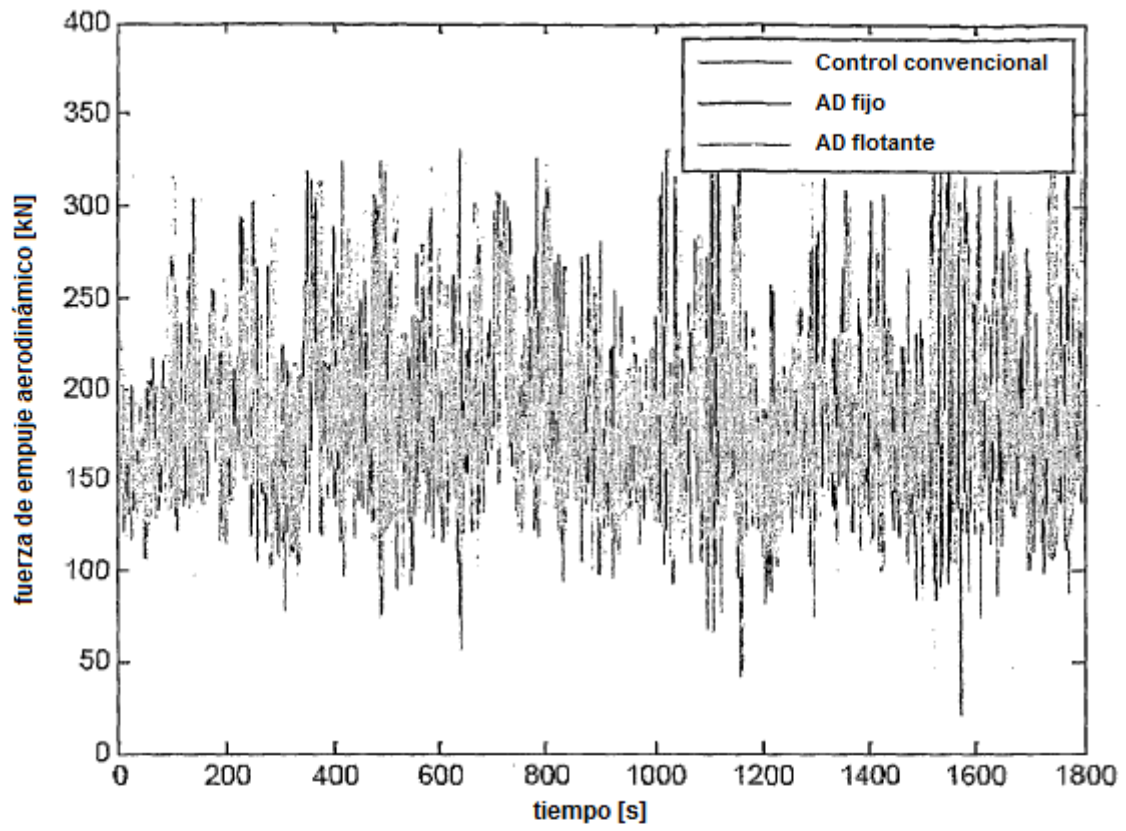


Fig. 11

FUERZA DE EMPUJE DEL ROTOR		
	Valor medio [kN]	Desviación estándar [kN]
Controlador convencional	187	42
Controlador con amortiguación activa para turbinas con base fija	187	42
Controlador con amortiguación activa para turbinas flotantes	188	54

Fig. 12

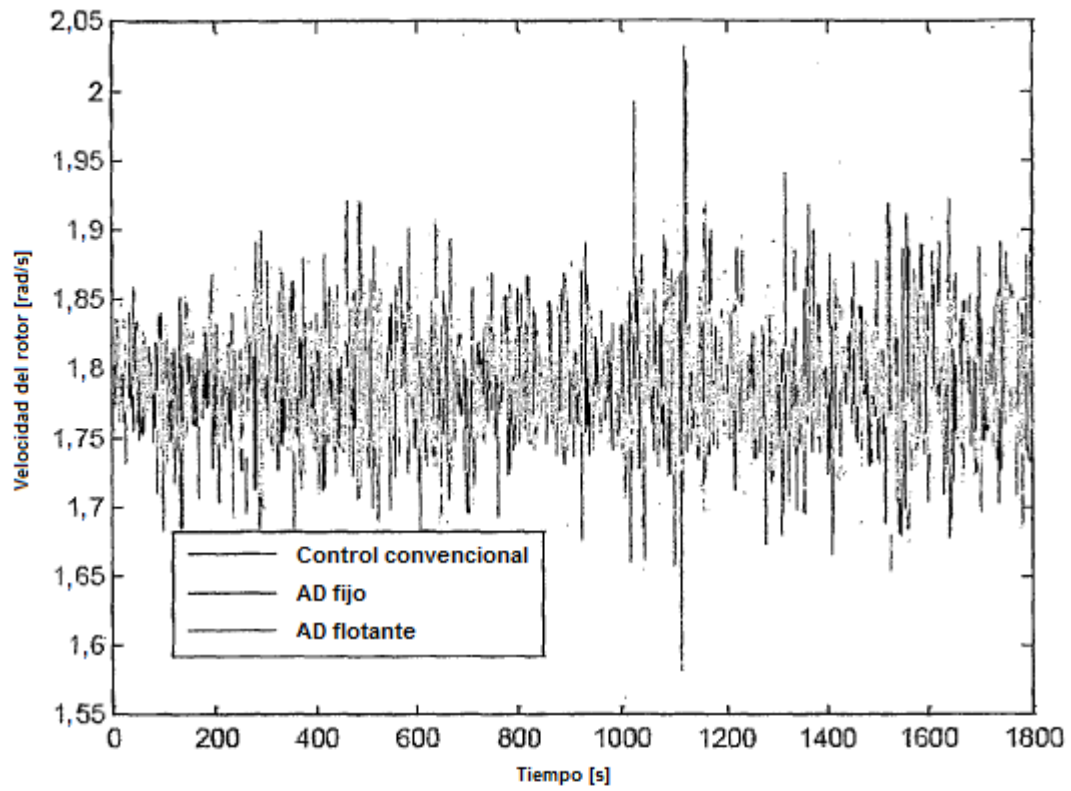


Fig. 13

VELOCIDAD DEL ROTOR		
	Valor medio [rad/s]	Desviación estándar [rad/s]
Controlador convencional	1,79	0,03
Controlador con amortiguación activa para turbinas con base fija	1,79	0,03
Controlador con amortiguación activa para turbinas flotantes	1,79	0,06

Fig. 14

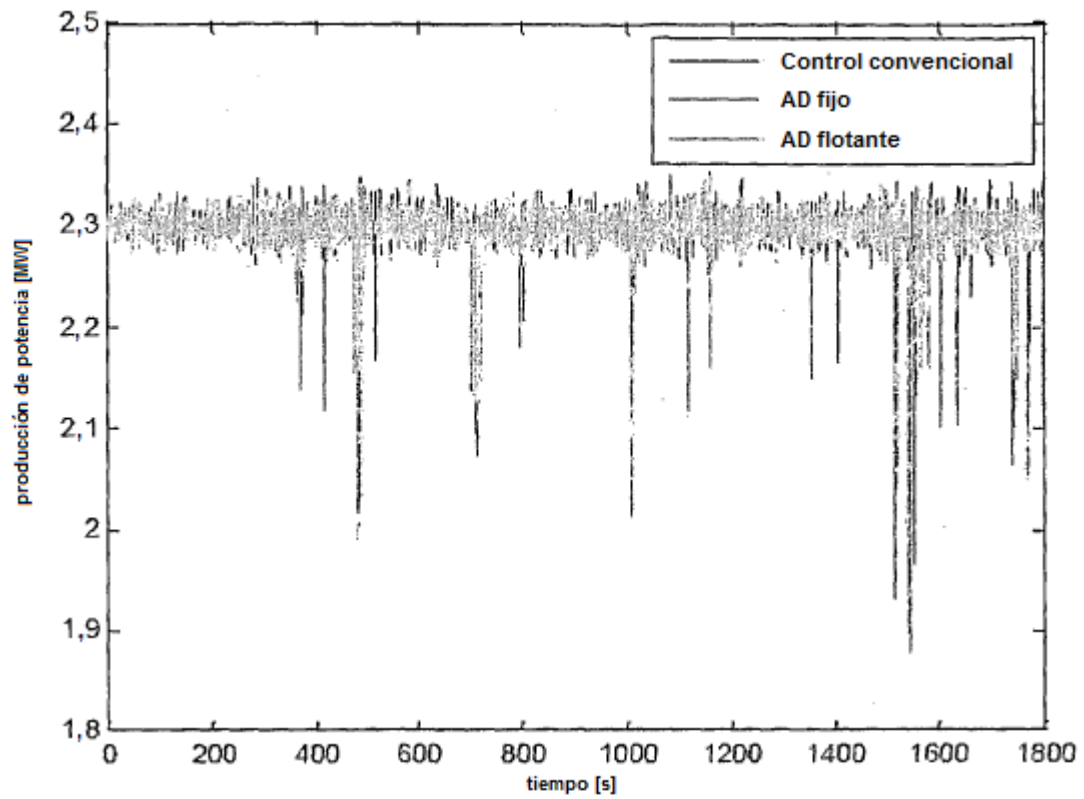


Fig. 15

PRODUCCIÓN DE POTENCIA		
	Valor medio [MW]	Desviación estándar [MW]
Controlador convencional	2295	35
Controlador con amortiguación activa para turbinas con base fija	2295	34
Controlador con amortiguación activa para turbinas flotantes	2291	52

Fig. 16