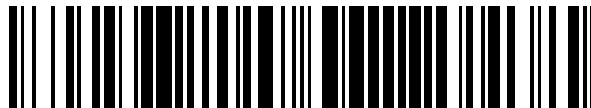


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 588 937**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **26.04.2010 PCT/GB2010/000836**

87 Fecha y número de publicación internacional: **28.10.2010 WO10122316**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **26.04.2010 E 10717729 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **08.06.2016 EP 2422080**

54 Título: **Extracción de energía de las olas en una instalación de turbina eólica**

30 Prioridad:

24.04.2009 GB 0907132

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

07.11.2016

73 Titular/es:

**HYWIND AS (100.0%)
Forusbeen 50
4035 Stavanger, NO**

72 Inventor/es:

SKAARE, BJØRN

74 Agente/Representante:

ISERN JARA, Jorge

ES 2 588 937 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

Extracción de energía de las olas en una instalación de turbina eólica

5 La presente invención se refiere al campo de las turbinas eólicas flotantes. Más particularmente, se refiere a un sistema de control para instalaciones de turbinas eólicas flotantes que maximiza la energía obtenida por el movimiento inducido por las olas.

10 Una instalación de turbina eólica está formada normalmente de una estructura de soporte que comprende una torre alargada, con una góndola y un rotor unido al extremo superior de la estructura de soporte. El generador y sus componentes electrónicos asociados están situados generalmente en la góndola, aunque pueden estar situados en otros lugares, tal como en la base de la estructura de soporte.

15 Las turbinas eólicas de cimientos fijos que están fijadas, ya sea a la tierra o en el fondo marino, son bien conocidas. Sin embargo, recientemente ha habido un deseo de desarrollar turbinas eólicas flotantes y se han propuesto diversas estructuras. Un ejemplo es una instalación de turbina eólica donde una estructura de turbina eólica convencional está montada en una base flotante, tal como una plataforma o una estructura a modo de balsa. Otra propuesta es una estructura de tipo "boya de pértiga". Tal estructura está formada de 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 (similar a una boya de pértiga convencional) con una torre estándar montada sobre la misma.

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

25 En las turbinas eólicas convencionales, la velocidad del rotor se controla con el fin de regular la potencia de salida. La manera en que esto se hace depende de si la velocidad del viento está por encima o por debajo de la llamada velocidad nominal del viento para la turbina. Para una turbina eólica y velocidad del viento dadas, la potencia aerodinámica depende del coeficiente de potencia C_p de la turbina. Esta es una función del ángulo de inclinación de las palas β y la relación de velocidad de las puntas λ . Esta última se define como la velocidad a la que se están moviendo las puntas exteriores de las palas del rotor dividido por la velocidad del viento. Cada turbina tiene una relación de velocidad de las puntas óptima característica (donde se maximiza C_p), que está usualmente entre 8 y 10.

30 La velocidad nominal del viento de una turbina es la velocidad del viento más baja a la cual se puede generar la potencia máxima. Cuando funciona con vientos por debajo de la velocidad nominal del viento, el objetivo de control es maximizar la potencia de salida y por eso debe maximizarse el coeficiente de potencia. Esto corresponde al valor óptimo de la relación de velocidad de las puntas. Este régimen de funcionamiento se conoce como el régimen de potencia máxima.

35 La relación de velocidad de las puntas se puede optimizar ajustando el ángulo de inclinación de las palas para variar el par aerodinámico producido por la turbina, o mediante el ajuste del par de la carga del generador experimentado por el rotor. Esta última disposición es preferible porque permite ajustar la inclinación de las palas al ángulo de inclinación mínimo ($\beta = 0$) (es decir, el ángulo más grueso), lo cual maximiza el coeficiente de potencia C_p . Para un ángulo de inclinación de las palas dado, el par presentado a la turbina que maximiza el coeficiente de potencia puede demostrarse que es proporcional al cuadrado de la velocidad angular del rotor.

40 Por el contrario, cuando funciona por encima de la velocidad nominal del viento, la inclinación de las palas se ajusta con el objetivo de producir una potencia de salida constante independientemente de la variación de la velocidad del viento para evitar potencias de salida 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. Así, a medida que aumenta la velocidad del viento, aumenta la inclinación de las palas, es decir, se hacen más paralelas a la dirección del viento, con el fin de reducir el par aerodinámico, con el fin de mantener una potencia constante. Cuando el par del generador es variable, este se puede aumentar para permitir que aumente la potencia de salida incluso cuando la turbina haya alcanzado su velocidad máxima. De hecho, es posible y muy común cambiar tanto la inclinación como el par del generador por encima de la velocidad nominal del viento con el fin de lograr una producción de potencia del generador uniforme. Entonces, el par del generador, T_G , se controla normalmente de acuerdo con $T_G = P_{Gmax}/\omega_G$, donde P_{Gmax} es la potencia del generador máxima (o nominal) y ω_G es la velocidad del generador.

45 Las turbinas eólicas flotantes se someten inevitablemente a movimientos significativos debido a la acción de la corriente, el viento y las olas sobre ellos. Las olas, en particular, hacen que la torre oscile a frecuencias de alrededor de 0,05 a 0,2 Hz. Estos son movimientos del cuerpo rígido (movimiento lineal junto con inclinación, pero sobre todo inclinación). Usualmente, el tamaño de las oscilaciones se minimiza mediante la modificación de la geometría y la distribución del peso de la turbina eólica flotante.

Sin embargo, se ha reconocido que puede extraerse energía de las olas mediante una turbina eólica. Como se expone en el documento WO 2005/021961, la turbina puede actuar como un mecanismo de amortiguación para el movimiento inducido por las olas y por lo tanto extraer energía de las olas. La cantidad de energía extraída de las olas depende de cómo se controlen las palas de la turbina eólica en relación con la velocidad instantánea del viento en relación con las palas del rotor. En particular, se sugiere que se controle la inclinación de las palas en respuesta al movimiento de la torre de forma que los coeficientes de empuje y potencia aumenten con el aumento de la velocidad relativa del viento. (Un aumento del coeficiente de empuje implica una mayor fuerza de empuje que actúa sobre el área del rotor). La solicitud también señala que se extraerá la energía máxima si el sistema oscila en resonancia con las olas.

Se apreciará que la extracción de energía de las olas de esta manera solo es útil cuando se funciona por debajo de la velocidad nominal del viento (el régimen de potencia máxima); cuando la velocidad del viento es superior a la potencia nominal máxima de salida de la velocidad del viento, puede obtenerse solo a partir de la energía eólica.

Como se señaló anteriormente en el contexto de control de la turbina convencional, en esta región es deseable que se ajuste el par del generador en lugar de la inclinación de las palas para mantener la velocidad óptima de la punta (y por lo tanto maximizar el coeficiente de potencia). Dado que el valor óptimo de par es una función de la velocidad del rotor, se puede obtener en el estado estacionario utilizando controladores convencionales. Sin embargo, en tales controladores, hay un retraso significativo entre un cambio en la velocidad relativa del viento y el ajuste al par. Esto es inherente a los sistemas de control conocidos, porque hay una constante de tiempo significativa entre el cambio en la velocidad del viento y el cambio correspondiente en la velocidad del rotor (que se mide). En primer lugar, hay un retraso entre el cambio en la velocidad del viento y el cambio en el par aerodinámico que causa, y en segundo lugar, debido al gran momento de inercia del rotor, hay un retraso entre el cambio en el par aerodinámico y el cambio en la velocidad del rotor que lo causa.

Tales constantes de tiempo no son un serio inconveniente en el control convencional de las turbinas eólicas ya que los cambios sostenidos significativos en la velocidad del viento por lo general se producen en un período de tiempo mucho más largo. Sin embargo, la constante de tiempo combinada es significativamente mayor que el período de las oscilaciones inducida por las olas y por lo tanto es imposible utilizar un controlador de par convencional para maximizar la extracción de energía por el movimiento inducido por las olas. De hecho, se puede demostrar que el resultado del uso de un sistema de control convencional de este tipo es la pérdida de casi la mitad de la energía de la ola disponible.

De acuerdo con la invención, se proporciona un controlador para una turbina eólica flotante; el controlador está adaptado para, por debajo de la velocidad nominal del viento, hacer que la turbina eólica extraiga energía del movimiento inducido por las olas de la turbina, en el que el controlador controla la velocidad del rotor de la turbina mediante el control del par de la carga presentada al rotor de tal manera que la velocidad del rotor varía en respuesta al movimiento inducido por las olas.

Dado que el controlador de la invención controla la turbina mediante el control del par de la carga, permite que la inclinación de las palas se ajuste a su valor óptimo, lo cual permite una mayor potencia de salida que en el sistema de la técnica anterior donde la inclinación de las palas debe variarse en respuesta a cambios inducidos por las olas en la velocidad relativa del viento. Por lo tanto, la invención se basa en el reconocimiento de que, sorprendentemente, se puede utilizar un controlador de par diseñado adecuadamente en este contexto. Como consecuencia de ello, se puede obtener un aumento significativo en la cantidad de energía originada por las olas.

El valor óptimo de la inclinación de las palas es normalmente su ángulo de inclinación mínimo (que se describe en el presente documento como 0 grados), que normalmente se corresponde con el valor máximo del coeficiente de potencia de la turbina C_p . Por lo tanto, en una forma preferida de la invención, la inclinación de las palas β se fija en su ajuste mínimo o aproximadamente ese ajuste. Sin embargo, en algunos modos de realización, algunos (normalmente pequeños) ajuste de la inclinación de las palas pueden ser útiles con el fin de maximizar la potencia de salida y/o facilitar el control suave.

El controlador de la invención está dispuesto de manera que la velocidad del rotor pueda mantener sustancialmente su relación de velocidad de las puntas óptima cuando la estructura de la turbina se mueva en oscilaciones inducidas por las olas. Por lo tanto, determina preferiblemente la velocidad del rotor deseada (ω_{ref}) para proporcionar esta relación y ajusta el par de la carga en consecuencia. Dado que esto puede lograrse mientras que el ángulo de inclinación de las palas también se ajusta a su valor óptimo, permite maximizar la potencia de salida de la turbina al permitir que la turbina funcione con su coeficiente de potencia óptimo.

El controlador controla preferiblemente el par sobre la base de una entrada que es indicativa del movimiento (inducido por las olas) de la turbina. Esto se puede lograr proporcionando al controlador una señal de entrada en base a la velocidad de la parte superior de la torre la estructura. Esto se puede ser más cómodamente mediante una medición de la velocidad directa (x). De esta manera, el controlador puede tener en cuenta el movimiento de la torre al determinar el par del generador.

5 Preferiblemente, se utiliza la señal de velocidad de la torre para determinar el componente de la velocidad del rotor deseada debido al movimiento de la torre inducido por las olas (denominado aquí el "componente de olas"). Esto puede, por ejemplo, determinarse en función de la relación de velocidad de las puntas deseada. Por ejemplo, el componente de olas de la velocidad del rotor se puede calcular a partir del producto de la relación de velocidad de las puntas y la velocidad de la torre dividida por el radio del rotor.

10 En un modo de realización, la velocidad del rotor deseada o de "referencia" se define como la suma del componente de olas y un componente en estado estacionario (solo viento) ("componente de viento"). Esta velocidad de referencia puede entonces utilizarse para calcular el par deseado. Normalmente, el par requerido es proporcional al cuadrado de la velocidad de referencia del rotor.

15 El componente de viento se obtiene preferiblemente mediante la filtración de la velocidad del rotor medida utilizando por ejemplo un filtro de paso bajo o de paso de banda para eliminar los componentes que están asociados con el movimiento de las olas. Este componente filtrado puede a continuación utilizarse para obtener el componente respectivo del par deseado, por ejemplo utilizando una tabla de consulta o la fórmula adecuada.

20 En una implementación típica, el controlador calcula dos componentes del par requerido, uno basado en el componente de la velocidad del rotor (filtrada) de estado estacionario y uno basado en el componente de la velocidad del rotor inducida por las olas. Estos dos componentes pueden a continuación sumarse para producir el valor de par deseado. Se apreciará que el componente anterior se puede obtener de una manera similar a la de un controlador basado en un par convencional (es decir, uno que no esté diseñado para optimizar la energía de las olas). El último componente se determina preferiblemente por medio de un controlador proporcional (P) o derivado proporcional (PD).

25 En un modo de realización de la invención, el controlador comprende un bucle de control que tiene una rama independiente para calcular los dos componentes descritos anteriormente del par del rotor deseado.

30 Preferiblemente, una primera rama tiene como su entrada la velocidad del rotor, aplica un filtro de paso bajo a la misma y a continuación determina el componente respectivo del par deseado, por ejemplo basado en el par deseado siendo proporcional al cuadrado de la velocidad del rotor filtrada.

35 La segunda rama tiene preferiblemente como su entrada la diferencia entre la velocidad del rotor y la velocidad de referencia del rotor (es decir, una medida del componente de olas de la velocidad del rotor deseada). Se calcula el componente respectivo del par deseado, preferiblemente utilizando un controlador derivado proporcional o proporcional.

40 Cuando se suman las salidas de las dos ramas, se produce el valor deseado del par y esto puede ser comparado por un controlador de par con el valor real del par con el fin de determinar la salida de control necesario.

Se verá que el controlador puede, por lo tanto, tener entradas para las señales que representan la velocidad del rotor y la velocidad de la torre.

45 En un modo de realización alternativo, además de la velocidad de la torre de medición, se utiliza una entrada adicional, que es una estimación de la velocidad media del viento. En este caso, el componente de viento de la velocidad del rotor puede determinarse directamente a partir de la velocidad del viento estimada, por ejemplo como el producto de la relación óptima velocidad de las puntas y la velocidad estimada del viento dividida por el radio del rotor.

50 En esta realización no hay necesidad de determinar componentes separados del par y el controlador no tiene que tener las dos ramas descritas anteriormente. En cambio, el controlador puede tener un único bucle de control, donde un valor de la velocidad real del rotor se compara con la velocidad de referencia del rotor y la diferencia se utiliza para determinar el valor de par deseado, por ejemplo utilizando un controlador derivado proporcional o proporcional según lo establecido anteriormente.

55 En las formas preferidas de la invención, la turbina está conectada a una red eléctrica que le permite el consumo de corriente durante ciertas partes del ciclo oscilatorio de la torre. Esto puede ser necesario en algunos modos de realización para lograr el seguimiento de la velocidad del rotor satisfactoria.

60 Se apreciará que, como con los sistemas anteriores, la invención es útil a velocidades de viento por debajo de la velocidad nominal del viento de la turbina. Una vez que se supera la velocidad del viento, puede tener poco sentido la obtención de energía de las olas. Por lo tanto, el controlador puede ser usado conjuntamente con, o formar parte de, un controlador que permite a la turbina funcionar en el régimen de alimentación constante en la manera bien conocida en la técnica. Por lo tanto, el controlador de la invención puede estar configurado para desactivar la funcionalidad descrita anteriormente (relacionada con las olas) a una velocidad del viento dada (por ejemplo, la velocidad nominal del viento o un valor cercano a la misma).

65

La invención se extiende también a una estructura de turbina eólica que comprende un controlador como se ha descrito anteriormente.

5 Por lo tanto, según un aspecto adicional de la invención, se proporciona una estructura de turbina eólica flotante que comprende una torre flotante con una turbina eólica montada en la misma y un controlador, estando la turbina eólica dispuesta para accionar una carga que presente un par a la misma y estando adaptada para, por debajo de la velocidad nominal del viento, extraer energía de movimiento inducido por las olas de la turbina, en la que el controlador controla la velocidad del rotor de la turbina mediante el control del par de la carga de tal manera que la velocidad del rotor varía en respuesta al movimiento inducido por las olas.

10 Se debe entender que "flotante" se refiere a la naturaleza de la estructura, es decir, una que está diseñada para flotar en una masa de agua, independientemente de si en realidad está flotando.

15 La estructura puede adoptar cualquiera de las formas conocidas, pero es particularmente preferido que sea del tipo que tiene un soporte flotante alargado descrito anteriormente.

20 La carga puede, más comúnmente, ser un generador eléctrico, a pesar de que podría ser, por ejemplo, un dispositivo hidráulico. Normalmente se proporcionará una disposición de engranaje de algún tipo entre la turbina y la carga. Preferiblemente, la carga es un generador de par variable.

El controlador preferiblemente es como se ha descrito anteriormente.

25 La invención también se extiende a un procedimiento de control correspondiente. Por lo tanto, visto desde un aspecto adicional, la invención proporciona un procedimiento para controlar una turbina eólica flotante de tal manera que la turbina eólica extraiga energía del movimiento inducido por las olas de la turbina cuando la turbina eólica está en funcionamiento por debajo de la velocidad nominal del viento, en el que la velocidad del rotor de la turbina se controla controlando el par de la carga presentada al rotor de tal manera que la velocidad del rotor varía en respuesta al movimiento inducido por las olas.

30 El procedimiento incorpora preferiblemente las etapas de control y/o uso de un controlador como se ha descrito anteriormente.

35 Como será evidente para un experto en la técnica, el controlador normalmente se proporcionará en forma de software. De este modo, el controlador comprende un procesador para la ejecución de este software. Los procesadores podrían ser microprocesadores, por ejemplo.

40 La presente invención también se refiere a un producto de software que comprende instrucciones que cuando son ejecutadas por un procesador hacen que el procesador controle una estructura de turbina eólica flotante de tal manera que la turbina eólica extrae energía del movimiento inducido por las olas de la turbina cuando la turbina eólica está funcionando por debajo de la velocidad nominal del viento, en el que la velocidad del rotor de la turbina se controla controlando el par de la carga presentada al rotor de tal manera que la velocidad del rotor varía en respuesta al movimiento inducido por las olas.

45 Preferiblemente, el producto de software es un soporte de datos físico. Por ejemplo, un CD o un disquete.

Alternativamente, o además, el producto de software puede ser proporcionado en la forma de instrucciones transmitidos a través de una red, por ejemplo descargadas a través de Internet.

50 La presente invención también se refiere a un procedimiento de fabricación de un producto de software que está en la forma de un soporte físico, que comprende el almacenamiento de las instrucciones de soporte de datos que cuando son ejecutadas por un procesador hacen que el procesador controle una estructura de turbina eólica flotante de tal manera que la turbina eólica extrae energía del movimiento inducido por las olas de la turbina cuando la turbina eólica está funcionando por debajo de la velocidad nominal del viento, en el que la velocidad del rotor de la turbina se controla controlando el par de la carga presentada al rotor de tal manera que la velocidad del rotor varía en respuesta el movimiento inducido por las olas.

60 Como se discutirá en más detalle a continuación, los resultados de simulación (utilizando Simo-Riflex-Hawc2) sobre la base de un modo de realización de la invención suponiendo una velocidad del viento constante y olas regulares con amplitud de 2 m y el período de 9 segundos, mostraron aumentos en la extracción de energía de las olas entre 2,46 % y 6,69 % en comparación con el control convencional.

Se describirán ciertos modos de realización de la invención, únicamente a modo de ejemplo, con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

65 La figura 1 es un gráfico que muestra los valores no dimensionales de la velocidad del viento (100), el par aerodinámico (101) y la velocidad del rotor (102) para una turbina eólica típica en función del tiempo;

- 5 La figura 2 es un gráfico que muestra la velocidad del rotor en función de la velocidad del viento para una turbina eólica que funciona con una relación de velocidad de las puntas óptima (103) y una curva real para una turbina eólica típica como se aplica en HAWC2 (104);
- 10 La figura 3 es un gráfico que muestra la referencia de potencia aerodinámica en función de la velocidad del viento para una turbina eólica que funciona con una relación óptima velocidad de las puntas (103) y una curva real para una turbina eólica típica como se aplica en HAWC2 (104);
- 15 La figura 4 es un gráfico que muestra la potencia aerodinámica en función de la velocidad del rotor para una turbina eólica que funciona con una relación óptima velocidad de las puntas (103) y una curva real para una turbina eólica típica como se aplica en HAWC2 (104);
- 20 La figura 5 es un gráfico que muestra el coeficiente de potencia en función de la relación de velocidad de las puntas para un ángulo de inclinación de las palas cero para una turbina eólica típica;
- 25 La figura 6 es un gráfico que muestra la potencia aerodinámica en función del tiempo durante la simulación con una velocidad de viento constante de 6 m/s y un movimiento de la torre sinusoidal con una amplitud de la velocidad de 1,18 m/s y un período de 9 segundos;
- 30 La figura 7 es un gráfico que muestra la potencia aerodinámica en función de la velocidad relativa del viento durante la simulación con una velocidad de viento constante de 6 m/s y un movimiento de la torre sinusoidal con una amplitud de la velocidad de 1,18 m/s y un período de 9 segundos;
- 35 La figura 8 es un diagrama de un controlador de par convencional;
- La figura 9a es un diagrama de un controlador de par de acuerdo con un modo de realización de la invención;
- 40 La figura 9b es un diagrama de un controlador de par de acuerdo con un modo de realización alternativo de la invención;
- La figura 9c es un diagrama que muestra una característica adicional opcional para los controladores de las figuras 9a y 9b;
- 45 La figura 10 es un diagrama de Bode para el controlador P de velocidad de rotor en bucle cerrado que puede utilizarse en los modos de realización;
- 50 La figura 11 es un gráfico de instantánea de la velocidad de la parte superior de la torre durante simulaciones de turbinas eólicas flotantes con control convencional (azul) y control de velocidad óptima del rotor (rojo);
- 55 La figura 12 es un gráfico de instantánea de la velocidad del rotor durante simulaciones de turbinas eólicas flotantes con control convencional (105) y control de velocidad óptima del rotor (106) junto con la señal de referencia de velocidad óptima del rotor (107);
- 60 La figura 13 es un gráfico de instantánea de potencia aerodinámica durante simulaciones de las turbinas eólicas flotantes con control convencional (105) y control de velocidad óptima del rotor (106);
- La figura 14 es un gráfico de instantánea de la potencia del generador durante simulaciones con turbinas eólicas flotantes con control convencional (105) y control de velocidad óptima del rotor (106); y
- 65 La figura 15 es una turbina eólica incorporando un controlador de acuerdo con un modo de realización de la invención.
- Volviendo primero a la figura 15, se ilustra un conjunto de turbina eólica flotante 1. Comprende un rotor de turbina 2 montado en una góndola 3. La góndola está a su vez montada en la parte superior de una estructura que comprende una torre 4 fijada a la parte superior de un cuerpo flotante 5 en la forma general de una boya de pértiga. El cuerpo flotante está fijado al fondo del mar por una o más líneas de anclaje 7 (solo se muestra una). La góndola contiene un generador eléctrico que está conectado al rotor de la turbina por medio de una caja de cambios de reducción de la manera convencional (estos elementos no se muestran). Alternativamente, el conjunto podría comprender un generador de accionamiento directo. La góndola también contiene una unidad de control.
- Cuando el rotor se gira por el viento hace que el generador produzca electricidad de la manera bien conocida. El rotor comprende palas de inclinación variable cuyo ángulo β de inclinación puede ser ajustado por la unidad de control. Su ajuste de inclinación mínimo se define como la posición de cero grados. Otros ajustes están representados por un ángulo positivo. El ajuste óptimo del ángulo de inclinación con respecto al coeficiente de potencia es cero con pequeñas variaciones alrededor de este valor.

El controlador también actúa para variar el par que el generador proporciona como una carga para el rotor de la turbina 2. Por lo tanto, para una velocidad dada del rotor, puede variar la energía obtenida del viento, y por lo tanto la potencia de salida del generador.

5 La variación de la inclinación de las palas y/o el par se utiliza para asegurar que la turbina funciona dentro de sus limitaciones de velocidad del rotor y potencia de salida. La velocidad del viento más baja a la que se puede obtener la máxima potencia se denomina la velocidad nominal del viento de la turbina.

10 Dado que el conjunto de la turbina 1 está flotando en el mar (u otra gran masa de agua), está sujeto al movimiento inducido por las olas. (Las olas 9 en la superficie del agua se muestran esquemáticamente). A medida que el conjunto de turbina 1 se mueve hacia atrás y adelante en relación con el viento debido a la excitación de las olas, es posible extraer energía de las olas en funcionamiento por debajo de la velocidad nominal del viento de la turbina (no sería útil hacerlo por encima de la velocidad nominal del viento). Bajo el supuesto de un viento constante y movimiento armónico para una turbina eólica flotante, la velocidad relativa entre el viento y la turbina se puede escribir como

$$U_r = U_w - U_A \cos(\omega t + \theta) \quad (1)$$

20 donde U_r es la velocidad relativa del viento, U_w es la velocidad del viento entrante, U_A es la amplitud de la velocidad de movimiento armónico de la turbina eólica flotante, ω es la frecuencia del movimiento armónico, t es el tiempo y θ es un ángulo de fase. Suponiendo un coeficiente de potencia constante C_p , la potencia aerodinámica entregada por la turbina se puede escribir como

$$P = \frac{1}{2} \rho_a A C_p U_r^3, \quad (2)$$

25 donde P es la potencia aerodinámica de la turbina, ρ_a es la densidad del aire y A es el área barrida por el rotor. Mediante la sustitución de (1) en (2), la producción de energía durante un ciclo de oscilación resulta ser

$$E = \int_0^T P(t) dt = \frac{1}{2} T C_p \rho_a A U_w^3 \left(1 + \frac{3 U_A^2}{2 U_w^2}\right), \quad (3)$$

30 donde $T = \frac{2\pi}{\omega}$ es el período de un ciclo de oscilación. Esta ecuación proporciona el valor obtenible máximo de E , es decir, cuando el coeficiente de potencia C_p se mantiene a un valor constante, máximo. C_p es una función tanto de la inclinación de la pala β como de la relación de velocidad de las puntas λ (la velocidad de las puntas del rotor dividida por la velocidad del viento, es decir, $\lambda = r\omega/T_R$ donde r es el radio del rotor), por lo que este a su vez requiere que la velocidad del rotor varíe con el movimiento armónico de tal manera que la relación de velocidad de las puntas λ se mantenga a un valor constante, óptimo. En otras palabras, para alcanzar el valor máximo de E , la velocidad del rotor debe variar con la variación de la velocidad relativa del viento durante cada ciclo de oscilación.

40 Dejando a un lado por el momento la cuestión de los cambios inducidos por las olas en la velocidad relativa del viento, la turbina eólica está dispuesta para mantener la relación de velocidad de las puntas en el valor óptimo (o al menos lo más cercano a ella posible) en respuesta a los cambios en la velocidad del viento cuando la turbina funcione por debajo de la velocidad nominal del viento. Con el fin de hacer esto, el par del generador de una turbina eólica de velocidad variable como este puede controlarse de una manera conocida. (Este régimen de funcionamiento se conoce a menudo como régimen de potencia máxima).

45 Se ve que el punto de funcionamiento ideal de la turbina está en la parte superior de la parábola en la curva de coeficiente de potencia mostrada en la figura 5, con inclinación de las palas mínima β (es decir, $\beta = 0$) y este es el ajuste utilizado en los modos de realización descritos en el presente documento. Sin embargo, en modos de realización alternativos, pueden realizarse pequeños cambios en este ajuste mientras se funciona en el régimen de potencia máxima para optimizar aún más el funcionamiento.

Se puede hallar una curva óptima de par del generador en función de la velocidad del rotor de la siguiente manera: -

55 Dado que la potencia P es el producto de la velocidad angular y el par, se deduce que $T_{EL} = P/\omega$, y por lo tanto el par del generador deseado, u óptimo, transformado al lado de baja velocidad del engranaje en función de la velocidad del rotor se da como

$$\begin{aligned}
 T_{EL}(\omega_r) &= \frac{1}{2} \frac{1}{\omega_r} r_a C_p(l_{opt}, 0) \rho r^2 U_r^3 \\
 &= \frac{1}{2} r C_p(l_{opt}, 0) \rho \frac{U_r^3}{\omega_r^3 r^3} r^5 \omega_r^2 \\
 &= \frac{1}{2} r C_p(l_{opt}, 0) \rho \frac{1}{l_{opt}^3} r^5 \omega_r^2 \\
 &= C_{EL} \omega_r^2,
 \end{aligned} \tag{4}$$

donde T_{EL} es el par del generador transformado al lado de baja velocidad del engranaje suponiendo un engranaje ideal sin pérdidas, ω_r es la velocidad del rotor, l_{opt} es la relación de velocidad de las puntas óptima, r es el radio del

rotor, y la constante C_{EL} se da como $C_{EL} = \frac{1}{2} r C_p(l_{opt}, 0) \rho \frac{1}{l_{opt}^3} r^5$. De manera equivalente, dado que para la relación de engranajes: 1 el par del generador está relacionado con el par visto por el rotor por $T_G = T_{EL}/n$ y $\omega_r = \omega_g/n$ el par del generador óptimo en función de la velocidad del generador en el lado la velocidad alta del engranaje se puede escribir como

$$T_G(\omega_g) = \frac{1}{n} T_{EL}\left(\frac{1}{n} \omega_g\right) = \frac{1}{n^3} C_{EL} \omega_g^2 = C_G \omega_g^2, \tag{5}$$

donde ω_g es la velocidad del generador, n es la relación de engranaje, T_G es el par del generador en el lado de velocidad alta del engranaje y la constante C_G se da como

$$C_G = \frac{1}{n^3} C_{EL} = \frac{1}{n^3} C_{EL} = \frac{1}{2n^3} r C_p(l_{opt}, 0) \rho \frac{1}{l_{opt}^3} r^5.$$

Si un controlador de par del generador se basa en (4) y (5) por sí sola, es importante tener en cuenta que la relación de velocidad de las puntas óptima se alcanza solo en el estado estacionario. Hay una cierta constante de tiempo entre un cambio en la velocidad del viento y un cambio correspondiente en la velocidad del rotor. Por lo tanto, la relación de velocidad de las puntas óptima solo se logra en torno a un valor medio de la velocidad del viento. En primer lugar, hay una constante de tiempo entre un cambio en la velocidad del viento y un cambio en el par aerodinámico. En segundo lugar, hay una constante de tiempo entre un cambio en el par aerodinámico y un cambio en la velocidad del rotor debido al gran momento de inercia del rotor.

Esto se ilustra en la figura 1 donde no los valores transitorios, no dimensionales de la velocidad del viento, el par aerodinámico y la velocidad del rotor se representan en función del tiempo para un cambio en la velocidad del viento de 6 a 7 m/s. Todas las variables se han transformado para tomar valores entre 0 y 1 con el fin de simplificar la comparación de las constantes de tiempo. El par aerodinámico llega a su valor de estado estacionario en 1,5 segundos, mientras que la velocidad del rotor alcanza su valor de estado estacionario transcurridos 85 segundos, que es un período mucho mayor que el período típico de movimiento inducido por las olas.

La turbina utilizada en el modo de realización de la invención es una turbina típica de 2,3 MW. Las figuras 2-5 ilustran algunas relaciones entre el coeficiente de potencia, la relación de velocidad de las puntas, la potencia aerodinámica, la velocidad del rotor y la velocidad del viento para una turbina de este tipo y la correspondiente curva óptima.

La velocidad del rotor se muestra en función de la velocidad del viento para una turbina que funcione con una relación de velocidad de las puntas óptima y la curva real de la turbina en la figura 2. La razón de las grandes diferencias de velocidad del viento por encima de aproximadamente 8 m/s se debe a las restricciones en la velocidad del rotor máxima permitida para la turbina, que es igual a 1,78 rad/s para esta turbina específica.

El efecto de no poder hacer funcionar la turbina de una forma óptima debido a las restricciones de velocidad del rotor mostradas en la figura 2 se muestra en las correspondientes curvas de potencia de la figura 3. Se ve que la curva de potencia real está por debajo de la curva de potencia óptima desde una velocidad del viento de aproximadamente 8 m/s y hasta la velocidad nominal del viento de la turbina.

La curva de potencia aerodinámica en función de la velocidad del rotor se muestra en la figura 4, y esta curva corresponde a la relación entre la velocidad del rotor y el par aerodinámico como se da en la ecuación (4). El coeficiente de potencia en función de la relación de velocidad de las puntas se muestra en la figura 5, donde se ve

que la relación de velocidad de las puntas óptima es alrededor de 9.

En contraste con el controlador convencional, con el fin de alcanzar una mayor extracción de energía de las olas por debajo de la velocidad nominal del viento, la unidad de control de la primera realización emplea un controlador de par del generador con un novedoso componente de controlador de velocidad del rotor, así como el controlador de par convencional como se describe en las ecuaciones (4) y (5) anteriores. Este componente adicional tiene una entrada adicional en base a la velocidad de la torre y se describirá más adelante.

Las señales de referencia que se utilizan en el controlador de par del generador del modo de realización son:

$$\omega_{ref} = -\frac{\lambda_{opt}}{R} \dot{x}_{top} + \omega_{lp} \quad (6)$$

$$\dot{\omega}_{ref} = -\frac{\lambda_{opt}}{R} \ddot{x}_{top}, \quad (7)$$

donde ω_{lp} es la señal con filtro de paso bajo derivada de la velocidad del rotor medida, ω . Se supone que la dirección positiva del movimiento horizontal de la góndola corresponde a la dirección del viento positiva, de forma que es óptima para reducir la velocidad del rotor cuando la turbina se está moviendo en la misma dirección que el viento.

Se verá que la ecuación (6) es una suma de dos velocidades. La primera es la contribución a la velocidad del rotor por el movimiento inducido por las olas, suponiendo que se consigue una relación óptima velocidad de las puntas. La segunda es la parte inducida por el viento y no inducida por las olas. La ecuación (7) supone que ω_{lp} es suficientemente constante que su derivado se aproxima a cero, es decir, que la frecuencia de los cambios de velocidad del rotor debidos al movimiento inducido por las olas es mucho mayor que los debidos a las variaciones en la velocidad del viento.

Teniendo en cuenta en primer lugar el controlador convencional mostrado en la figura 8, la entrada al sistema (física) es el par aerodinámico, T_A , y la salida del sistema es la velocidad de rotación del rotor ω ; en otras palabras, el par aerodinámico que el viento que actúa sobre el rotor crea hace que el rotor funcione a la velocidad ω . La medición en el sistema es ω . El par del generador visto en el lado de baja velocidad del eje es T_G (que corresponde a T_{EL} en la discusión anterior) y puede representarse/calcularse en función de $T_G(\omega)$ de la velocidad del rotor medida. T_G es la salida del controlador.

En el proceso dinámico, la aceleración del rotor se obtiene como $\omega = 1/J*(T_A - T_G)$ donde J es el momento de inercia, suponiendo un eje rígido y el uso de la segunda ley de Newton.

El controlador de la primera realización se puede considerar como una versión modificada del controlador convencional anterior y se muestra en la figura 9a. Como puede verse, la entrada de velocidad del rotor a la referencia de par convencional es la medición con filtro de paso bajo de la velocidad del rotor, mientras que el bucle de control de velocidad del rotor adicional contiene un controlador PD (diferencial proporcional) y una trayectoria de referencia de velocidad del rotor que se basa en el movimiento de la parte superior de la torre medido x con el fin de obtener una relación de velocidad de las puntas deseada.

Más específicamente, como antes de la entrada al sistema físico es el par aerodinámico, T_A . La referencia de velocidad del rotor, ω_{ref} está dada por la ecuación (6) anterior. La salida del sistema físico es la velocidad de rotación del rotor ω . La medición en el sistema mostrado es la velocidad del rotor. Además de esto, la velocidad de la góndola se mide y se utiliza en el cálculo de ω_{ref} .

El par del generador visto en el lado de baja velocidad del eje es T_G , que es la salida del controlador. Consiste en dos componentes que se suman. El primero es un controlador de seguimiento de la velocidad del rotor que da una contribución adicional al controlador convencional, tal que la velocidad del rotor varía con los movimientos de la góndola inducidos por las olas de una manera óptima. El controlador de seguimiento de la velocidad del rotor toma la diferencia entre una velocidad de referencia ω_{ref} y la velocidad del rotor ω medida como entrada. La salida es una señal de par del generador. El segundo es un controlador de par que se comporta como el controlador de par convencional de la figura 8. Este controlador consta de un filtro de paso bajo (o filtro de paso de banda) que elimina las frecuencias de ola, y la función de controlador de par original $T_G(\omega)$. La salida es una señal de par del generador con media cero. Las aceleraciones ω son las indicadas anteriormente.

Un modo de realización alternativo se muestra en la figura 9b. En esta realización, la entrada del sistema es (de

nuevo) el par aerodinámico, T_A , y la referencia de velocidad del rotor, ω_{ref} viene dada por:

$$\omega_{ref} = -\frac{\lambda_{opt}}{R} \dot{x}_{top} + \frac{\lambda_{opt}}{R} \hat{u}_{mean} \quad (6a)$$

5 La salida del sistema es la velocidad de rotación del rotor, ω . La medición en el sistema es de nuevo la velocidad del rotor. Además de esto, se mide la velocidad de la góndola y se estima y utiliza la velocidad media del viento para calcular ω_{ref} según la ecuación 6a anterior. El par del generador visto en el lado de baja velocidad del eje es T_G , que es la salida del controlador. El controlador de seguimiento de la velocidad del rotor toma la diferencia entre una velocidad de referencia y la velocidad del rotor medida como entrada. La salida es la señal de par del generador.

10 En la realización descrita anteriormente, se supone que la dinámica del generador se compara rápidamente con la dinámica del rotor, de tal manera que el par del generador es el mismo que el par del generador ordenado, que es en realidad la salida del controlador de par (esto es una suposición común). Sin embargo, en un modo de realización modificado, se tiene en cuenta la dinámica del generador: para hacer esto las características mostradas en el diagrama de bloques de la figura 9c están conectadas entre la salida del controlador y el par del generador en las figuras 9a y 9b.

Ahora se tendrá en cuenta el rendimiento de los controladores descrito anteriormente, y, en particular la figura 9a. Se supone que la parte del controlador de par convencional de las figuras 9a y 9b no afectará al controlador de seguimiento de la velocidad ya que los dos controladores funcionan en diferentes dominios de frecuencia. La contribución del controlador de par convencional se supone que es lentamente variable ya que el controlador se basa en la velocidad del rotor con filtro de paso bajo con frecuencia del filtro por debajo de la zona de frecuencia de olas, mientras que el controlador de seguimiento de la velocidad del rotor estará diseñado para funcionar en la zona de frecuencia de las olas para obtener una relación de velocidad de las puntas deseada. Por esta razón, la parte del controlador de par convencional del controlador de la figura 9a se descuida en la siguiente discusión al considerar el controlador de seguimiento de velocidad alrededor de la velocidad del rotor con filtro de paso bajo.

El controlador PD en la figura 9a se puede representar con la función de transferencia

$$h_{PD}(s) = K_P + K_D s, \quad (7)$$

donde K_P y K_D son las ganancias proporcional y derivada, respectivamente. Despreciando lentamente los efectos de variación, se puede desarrollar la dinámica del sistema cerrado de la figura 9a:

$$\omega = \frac{1}{(J + K_D)s + K_P} T_{A_dyn} + \frac{K_D s + K_P}{(J + K_D)s + K_P} \omega_{ref}, \quad (8)$$

donde J es el momento de inercia para el rotor y el generador y T_{A_dyn} es la parte dinámica del par aerodinámico. Además, la función de transferencia de bucle para la parte dinámica del sistema se da como

$$h_0(s) = \frac{K_P + K_D s}{Js} = \frac{K_P}{J} \frac{1 + \frac{K_D J}{K_P} s}{s} \quad (9)$$

La función de transferencia que representa la capacidad del sistema de control para seguir una señal de referencia se convierte

$$M(s) = \frac{K_D s + K_P}{(J + K_D)s + K_P}, \quad (10)$$

mientras que la función de transferencia que representa el error entre una señal de referencia deseada y la medición se convierte

$$N(s) = \frac{1}{(J + K_D)s + K_P} \quad (11)$$

5 El modo de realización descrito anteriormente emplea un controlador PD. Sin embargo, un controlador de ganancia puramente proporcional puede introducirse ajustando el parámetro K_D en las ecuaciones (9) y (10) igual a cero, lo cual resulta en las funciones de transferencia

$$\omega = \frac{1}{Js + K_P} T_{A_dyn} + \frac{K_P}{Js + K_P} \omega_{ref} \quad (12)$$

$$h_0(s) = \frac{K_P}{Js} \quad (13)$$

$$M(s) = \frac{K_P}{Js + K_P} \quad (14)$$

$$N(s) = \frac{1}{Js + K_P} \quad (15)$$

10 El ancho de banda del sistema con el controlador P es $\omega_{odB} = \frac{K_P}{J}$, y el diagrama de Bode para el sistema se muestra con $K_P/J = \omega_{odB} = 8,49$ en la figura 10.

15 Los beneficios de la invención pueden entenderse mejor considerando algunos cálculos teóricos simplificados de la extracción de energía de las olas. Estos se basan en la curva de potencia real en la figura 2, junto con la curva de coeficiente de potencia en la figura 4. Se consideran los siguientes tres casos:

- *Fija*: Potencia extraída de una turbina eólica de cimientos fijos durante el trabajo a una velocidad constante del viento de 6 m/s.
- 20 • *Real*: Potencia extraída de una turbina eólica flotante durante el funcionamiento a una velocidad constante del viento de 6 m/s y con velocidades sinusoidales de la parte superior de la torre con una amplitud de 1,18 m/s y un período de 9 segundos (esto se corresponde con el caso de olas con 2 m amplitud y un período de 9 segundos en simulaciones Simo-Riflex-Hawc2) bajo el supuesto de que la turbina funciona con la velocidad del rotor constante correspondiente a la velocidad óptima del rotor a 6 m/s.
- 25 • *Óptima*: Potencia extraída de una turbina eólica flotante durante el funcionamiento a una velocidad constante del viento de 6 m/s y con velocidades sinusoidales de la parte superior de la torre con una amplitud de 1,18 m/s, y un período de 9 segundos bajo el supuesto de que la turbina funcione con la relación de velocidad de las puntas deseada para la turbina, que corresponde a la curva de potencia real en la figura 2.

30 Los resultados de los cálculos de potencia para los tres casos diferentes se muestran como funciones del tiempo y la velocidad relativa del viento en la figura 5 y la figura 6, respectivamente, y algunos valores clave se enumeran en la tabla 1. Tenga en cuenta que el uso de la ecuación (2) da una estimación de la parte de extracción de ola de la energía aerodinámica de 5,80 % para amplitud de la velocidad de 1,18 m/s, que corresponde a los cálculos con la turbina eólica flotante con control óptimo de velocidad del rotor en la tabla 1 siguiente.

35 La figura 6 muestra la potencia aerodinámica para una turbina eólica fija (línea 108), una turbina eólica flotante que funciona en la relación óptima velocidad de las puntas (línea 109) y una turbina eólica flotante más realista que funciona con la velocidad del rotor correspondiente a la velocidad media del viento (línea 110). Los valores medios de la potencia aerodinámica durante el funcionamiento con las relaciones de velocidad de las puntas óptima y más típica se muestran en las líneas 111 y 112, respectivamente.

40 La figura 7 muestra la potencia aerodinámica para una turbina eólica fija (línea 108), una turbina eólica flotante que funciona en la relación óptima velocidad de las puntas (línea 109) y una turbina eólica flotante más realista que

funciona con la velocidad del rotor correspondiente a la velocidad media del viento (línea 110). Los valores medios de la potencia aerodinámica durante el funcionamiento con las relaciones de velocidad de las puntas óptima y más típica se muestran en las líneas 111 y 112, respectivamente.

5 Tabla 1: Cálculos sencillos de potencia aerodinámica

POTENCIA AERODINÁMICA	MEDIA [kW]	S.D. [kW]	MAYOR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA [%]
Turbina eólica de cimientos fijos	318	0	0
Turbina eólica flotante con control convencional	328	134	3,03
Turbina eólica flotante con control óptimo de velocidad del rotor	337	135	5,80

Estudio de simulación

10 Las simulaciones en esta sección se realizan con la herramienta de análisis conectada Simo-Riflex-Hawc2 con la estructura de la torre con casco de hormigón y una turbina de 2,3 MW.

Las condiciones ambientales en las simulaciones son una velocidad del viento constante de 6 m/s y olas regulares con una amplitud de 2 m y un período de 9 segundos.

15 Las simulaciones en esta sección se llevaron a cabo con un controlador P para el control de seguimiento de la velocidad de rotor que tiene los mismos parámetros que los utilizados para el trazado del diagrama de Bode de la figura 10.

20 En la figura 11 se ve una instantánea de la velocidad de la parte superior de la torre para una turbina eólica flotante con un controlador de par convencional y un controlador de par para un control óptimo de la velocidad del rotor. Se puede observar que los movimientos de la turbina no se ven afectadas significativamente por la elección del controlador.

25 Las velocidades del rotor correspondientes se representan en la figura 12 junto con la señal de referencia de la velocidad óptima del rotor. Se puede ver que usando un controlador convencional solo hay pequeñas reacciones al movimiento de las olas y la velocidad del rotor está también fuera de fase con la señal de referencia de la velocidad óptima del rotor. Esto indica que las hipótesis detrás de la curva "real" de los cálculos simples de este documento son razonables. Está claro que la velocidad del rotor sigue la señal de velocidad óptima del rotor cuando se utiliza el controlador de seguimiento de la velocidad óptima del rotor.

30 En la figura 13 se muestra una instantánea de la potencia aerodinámica con el uso de los dos controladores, mientras que algunos datos clave para la potencia del generador, también con respecto a una turbina eólica de cimientos fijos, se muestra en la Tabla 2 a continuación.

35 Tabla 2: Datos clave de la potencia del generador en Simo-Riflex-Hawc2

GENERADOR	MEDIA [kW]	EST [kW]	MAYOR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA [%]
Turbina eólica de cimientos fijos	284	0	0
Turbina eólica flotante con control convencional	291	13	2,46
Turbina eólica flotante con control de velocidad óptima del rotor	302	1338	6,69

40 En la figura 14 se muestra una instantánea de simulación de la potencia del generador, mientras que los datos comparativos clave se dan en la tabla 2 (más arriba). Se puede ver que el controlador de seguimiento de la velocidad óptima del rotor requiere grandes contribuciones de par de tal manera que la energía también se extrae de la red en las partes del ciclo fluctuante. Debe tenerse en cuenta que los cálculos simples para el aumento de potencia aerodinámica dados en la tabla 1 coinciden bien con el aumento de la potencia del generador calculado que se encontró para las simulaciones numéricas con el uso de Simo-Riflex-Hawc2 en la tabla 2.

45

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un controlador para una turbina eólica flotante, estando el controlador adaptado para, por debajo de la velocidad nominal del viento, hacer que la turbina eólica extraiga energía del movimiento inducido por las olas de la turbina, **caracterizado por que** el controlador controla la velocidad del rotor de la turbina mediante el control del par de la carga presentada al rotor, de tal manera que la velocidad del rotor varía en respuesta al movimiento inducido por las olas.
- 10 2. Un controlador según la reivindicación 1, dispuesto para permitir que la inclinación de las palas de la turbina permanezca sustancialmente en su ajuste mínimo, mientras la turbina se controla durante las oscilaciones inducidas por las olas.
- 15 3. Un controlador según la reivindicación 1 o la reivindicación 2, dispuesto de tal manera que la velocidad del rotor de la turbina puede mantener sustancialmente su relación óptima de velocidad de las puntas cuando la estructura de la turbina se mueve en oscilaciones inducidas por las olas.
- 20 4. Un controlador según cualquier reivindicación anterior, en el que el par se controla en base a una entrada indicativa del movimiento de la turbina.
- 25 5. Un controlador según la reivindicación 4, en el que la señal de entrada se basa en la velocidad de la parte superior de la torre de la estructura; en el que la señal basada en la velocidad de la torre se usa preferiblemente para determinar el componente de la velocidad del rotor deseada debido al movimiento de la torre inducido por las olas en base a la relación de velocidad de las puntas deseada; en el que una velocidad de referencia del rotor deseada se define preferiblemente como la suma del componente inducido por las olas y un componente de viento de estado estacionario, utilizándose la velocidad de referencia preferiblemente para calcular el par deseado; y en el que el controlador calcula preferiblemente dos componentes del par requerido, uno basado en el componente de viento de la velocidad del rotor con filtro de paso bajo y uno basado en el componente de la velocidad del rotor inducida por las olas, sumándose los dos componentes para producir el valor de par deseado.
- 30 6. Un controlador según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende:
un bucle de control que tiene una primera y una segunda ramas, teniendo la primera rama como su entrada la velocidad del rotor de la turbina, en la que se aplica un filtro de paso bajo a la misma y se obtiene el componente respectivo del par deseado usando el valor filtrado; y teniendo la segunda rama como su entrada la diferencia entre la velocidad del rotor y una velocidad de referencia del rotor y estando dispuesta para calcular el componente respectivo del par deseado usando un controlador derivado proporcional o proporcional; sumándose las salidas de las dos ramas para determinar el valor deseado del par.
- 35 7. Un controlador según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, teniendo el controlador entradas para señales que representan la velocidad de la torre de medida y una estimación de la velocidad media del viento; y que comprende preferiblemente un único bucle de control en el que un valor de la velocidad real del rotor se compara con una velocidad de referencia del rotor, basándose la velocidad de referencia del rotor en la velocidad de la torre y la velocidad media del viento, utilizándose la diferencia para determinar el valor de par deseado usando un controlador proporcional o proporcional derivado.
- 40 8. Una estructura de turbina eólica flotante que comprende una torre flotante que tiene una turbina eólica montada en la misma y el controlador de cualquier reivindicación anterior, estando la turbina eólica dispuesta para accionar la carga que presenta un par a la misma y que está adaptada para extraer energía del movimiento inducido por las olas de la turbina.
- 45 9. Un procedimiento para controlar una turbina eólica flotante de tal manera que la turbina eólica extrae energía del movimiento inducido por las olas de la turbina cuando la turbina eólica está funcionando por debajo de la velocidad nominal del viento, **caracterizado por que** la velocidad del rotor de la turbina se controla controlando el par de la carga presentada al rotor de tal manera que la velocidad del rotor varía en respuesta al movimiento inducido por las olas.
- 50 10. Un procedimiento según la reivindicación 9, en el que la inclinación de las palas de la turbina se mantiene sustancialmente en su ajuste mínimo, mientras que la turbina se controla durante las oscilaciones inducidas por las olas.
- 55 11. Un procedimiento según la reivindicación 9 o 10, en el que la velocidad del rotor de la turbina puede mantener sustancialmente su relación óptima de velocidad de las puntas cuando la estructura de la turbina se mueve en oscilaciones inducidas por las olas.
- 60 12. Un procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 9 a 11, en el que el par se controla en base a una
- 65

entrada indicativa del movimiento de la turbina.

- 5
13. Un procedimiento según la reivindicación 12, en el que la señal de entrada se basa en la velocidad de la parte superior de la torre de la estructura; en el que la señal basada en la velocidad de la torre se usa preferiblemente para determinar el componente de la velocidad del rotor deseada debido al movimiento de la torre inducido por las olas en base a la relación de velocidad de las puntas deseada; en el que una velocidad de referencia del rotor deseada se define preferiblemente como la suma del componente inducido por las olas y un componente de viento de estado estacionario, utilizándose la velocidad de referencia preferiblemente para calcular el par deseado; y en el que el procedimiento comprende, preferiblemente, el cálculo de dos componentes del par requerido, uno basado en el componente de viento de la velocidad del rotor con filtro de paso bajo y uno basado en el componente de la velocidad del rotor inducida por las olas, sumándose los dos componentes para producir el valor de par deseado.
- 10
14. Un procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 9 a 13, que comprende:
- 15
- proporcionar un bucle de control que tiene una primera y una segunda ramas, insertando en la primera rama la velocidad del rotor de la turbina, aplicar un filtro de paso bajo a la misma y obtener el componente respectivo del par deseado usando el valor filtrado; introducir en la segunda rama de la diferencia entre la velocidad del rotor y una velocidad de referencia del rotor y calcular el componente respectivo del par deseado utilizando un controlador proporcional o proporcional derivado; sumar las salidas de las dos ramas para determinar el valor deseado del par.
- 20
15. Un procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 9 a 12, que comprende la introducción de señales que representan la velocidad de la torre medida y una estimación de la velocidad media del viento, y que, preferiblemente, comprende proporcionar un bucle de control único en el que un valor de la velocidad real del rotor se compara con una velocidad de referencia del rotor, basándose la velocidad de referencia del rotor en la velocidad de la torre y la velocidad media del viento, y utilizando la diferencia para determinar el valor de par deseado utilizando un controlador derivado proporcional.
- 25
- 30
16. Un producto de software que comprende instrucciones que, al ser ejecutadas por un procesador hacen que el procesador controle una estructura de turbina eólica flotante de tal manera que la turbina eólica extrae energía del movimiento inducido por las olas de la turbina, cuando la turbina eólica está funcionando por debajo de la velocidad nominal del viento, **caracterizado por que** la velocidad del rotor de la turbina se controla controlando el par de la carga presentada al rotor de tal manera que la velocidad del rotor varía en respuesta al movimiento inducido por las olas.
- 35

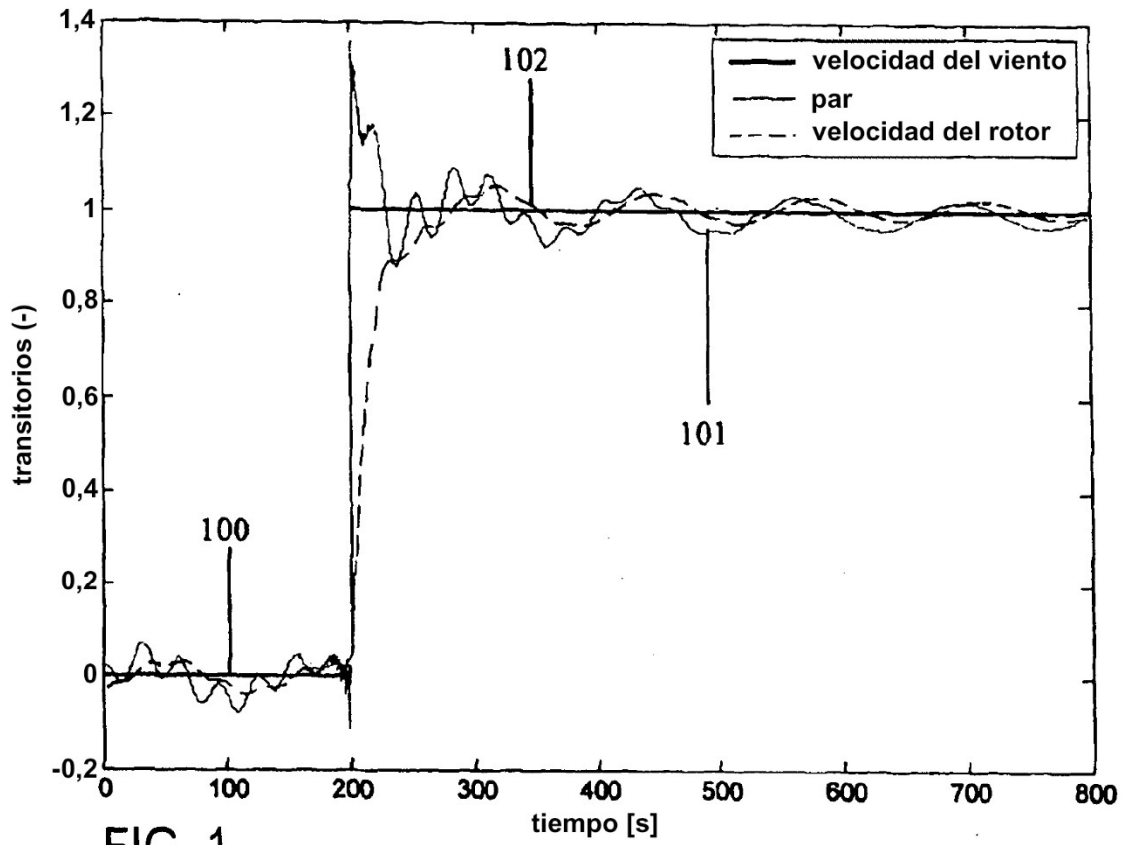


FIG. 1

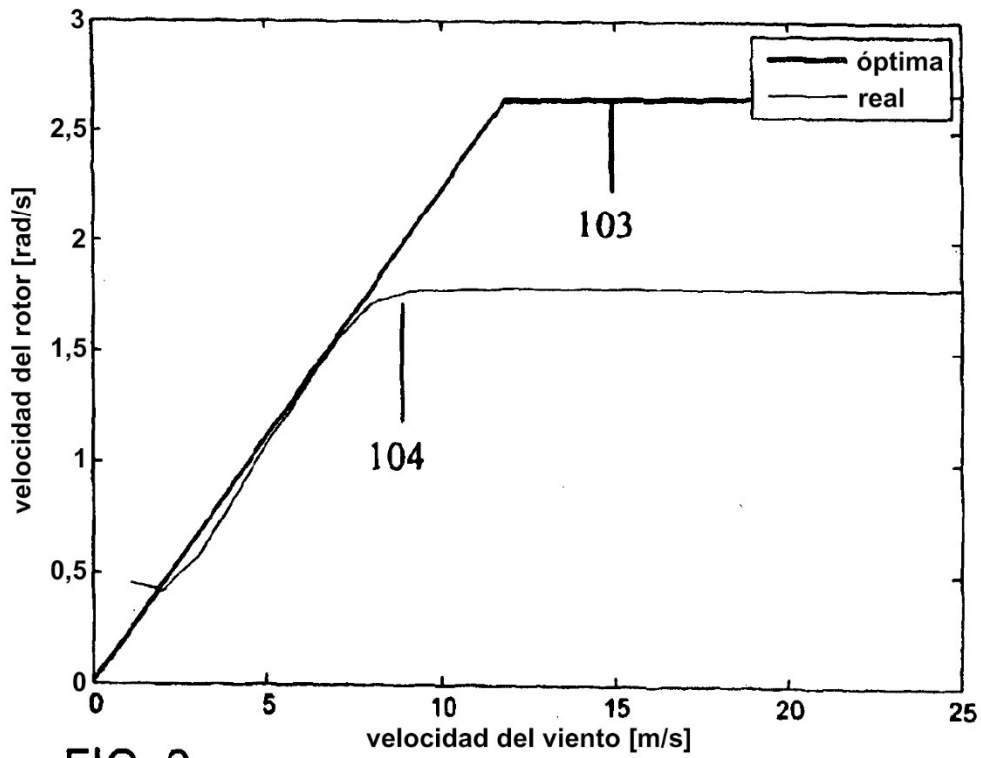


FIG. 2

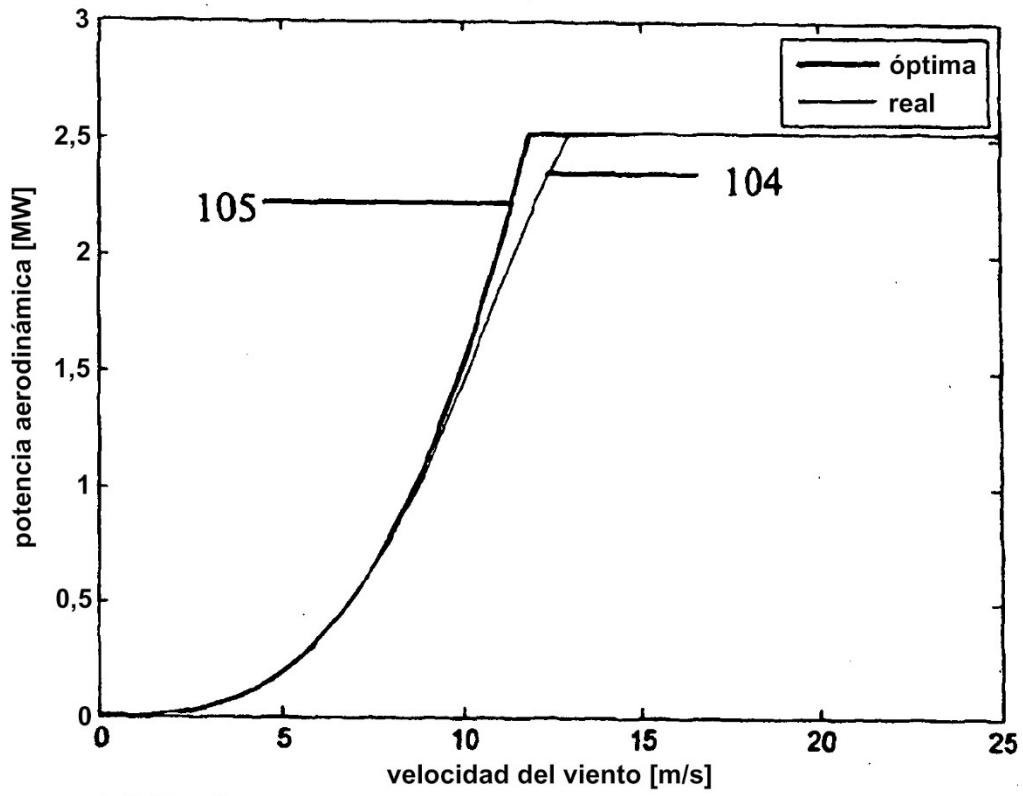


FIG. 3

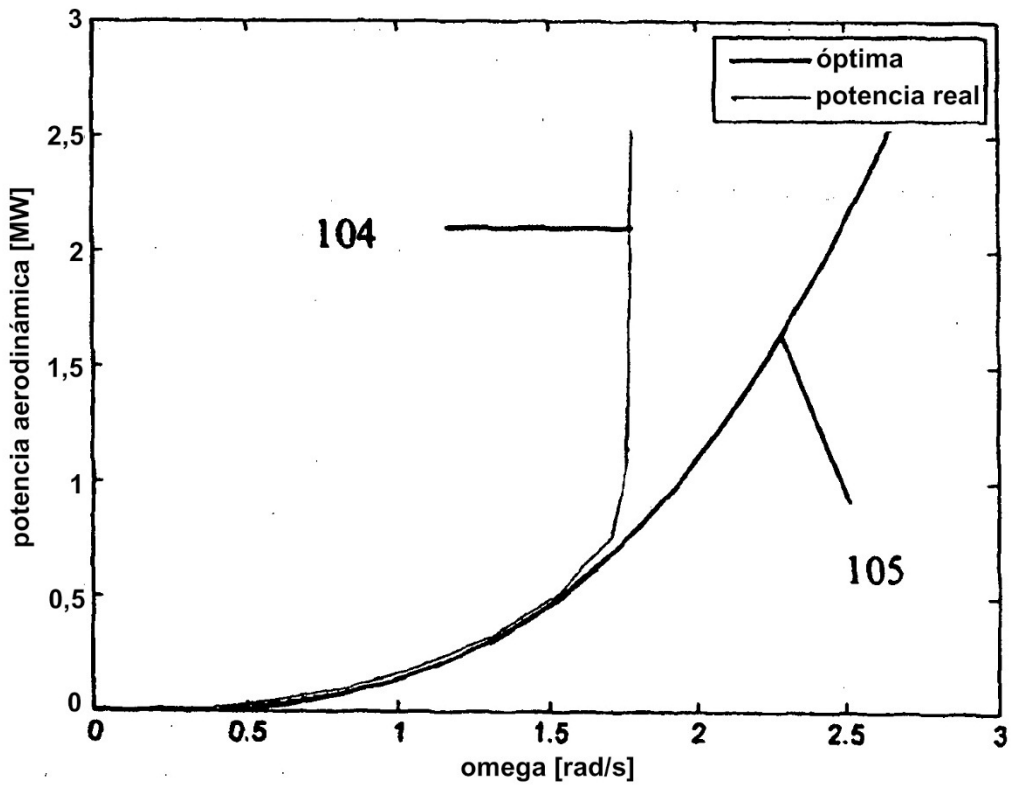


FIG. 4

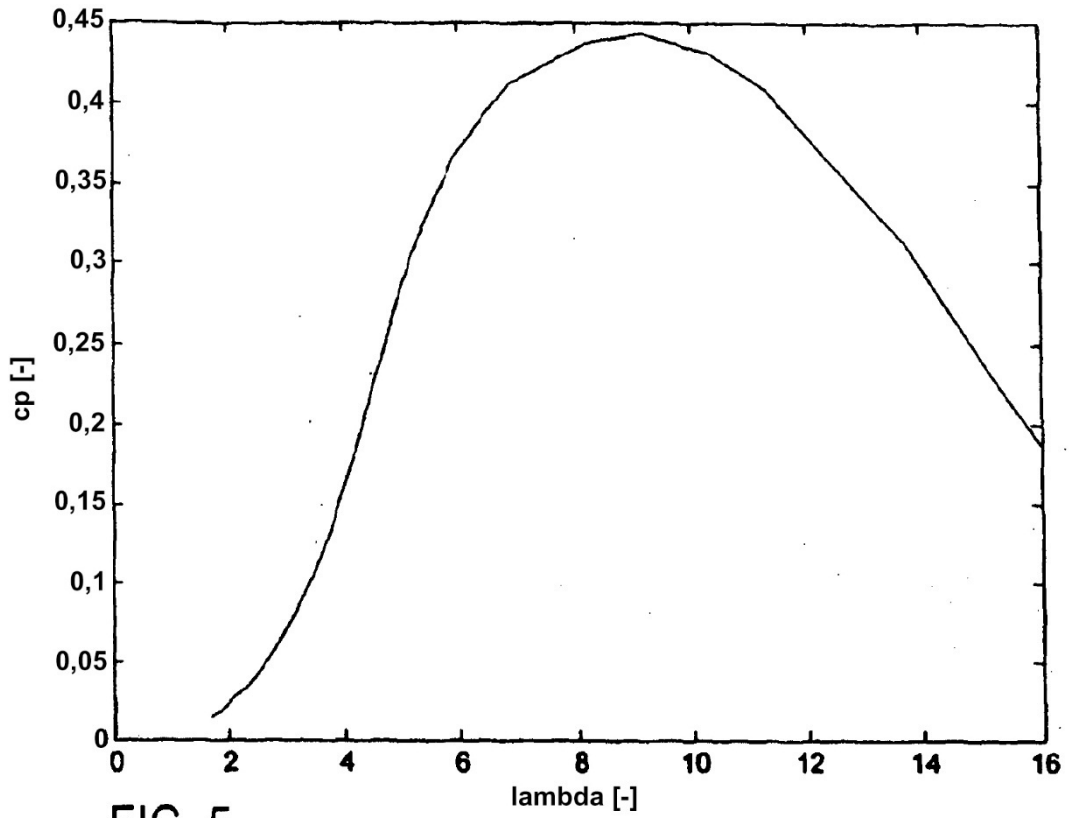


FIG. 5

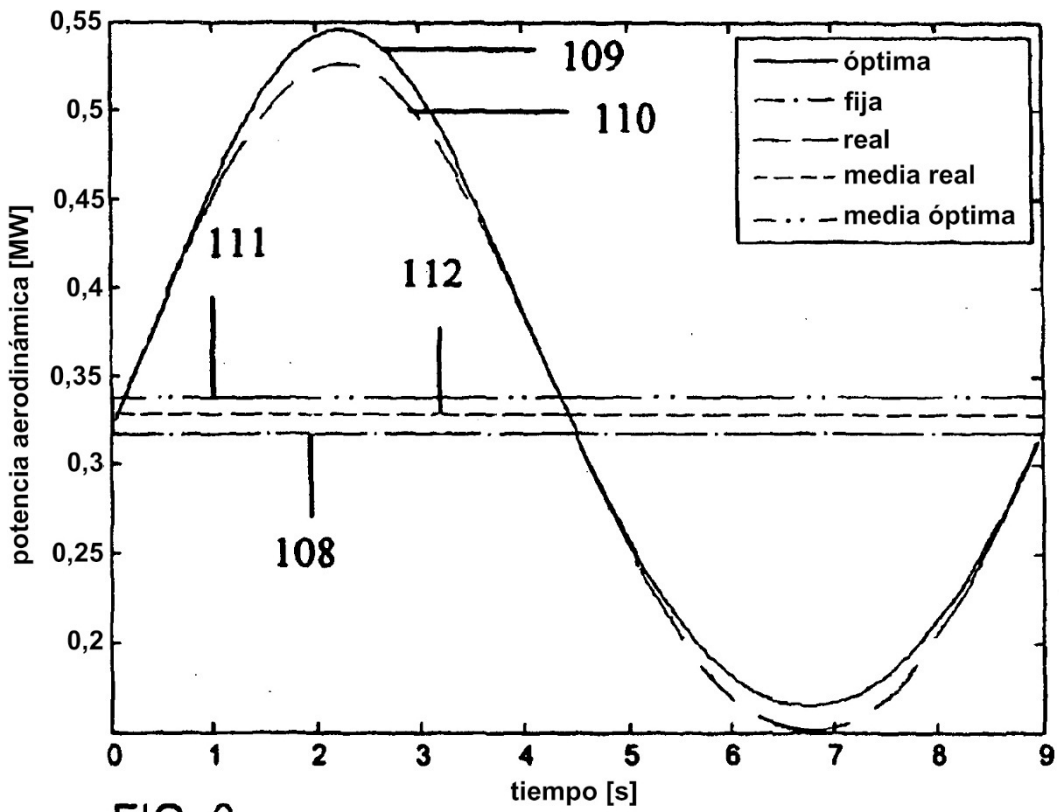
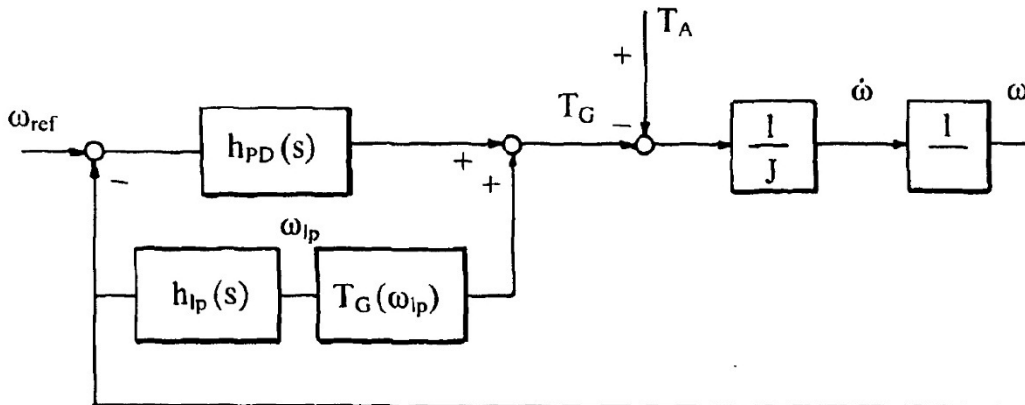
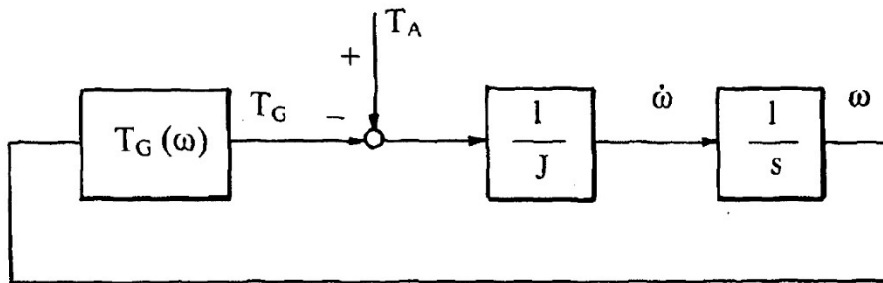
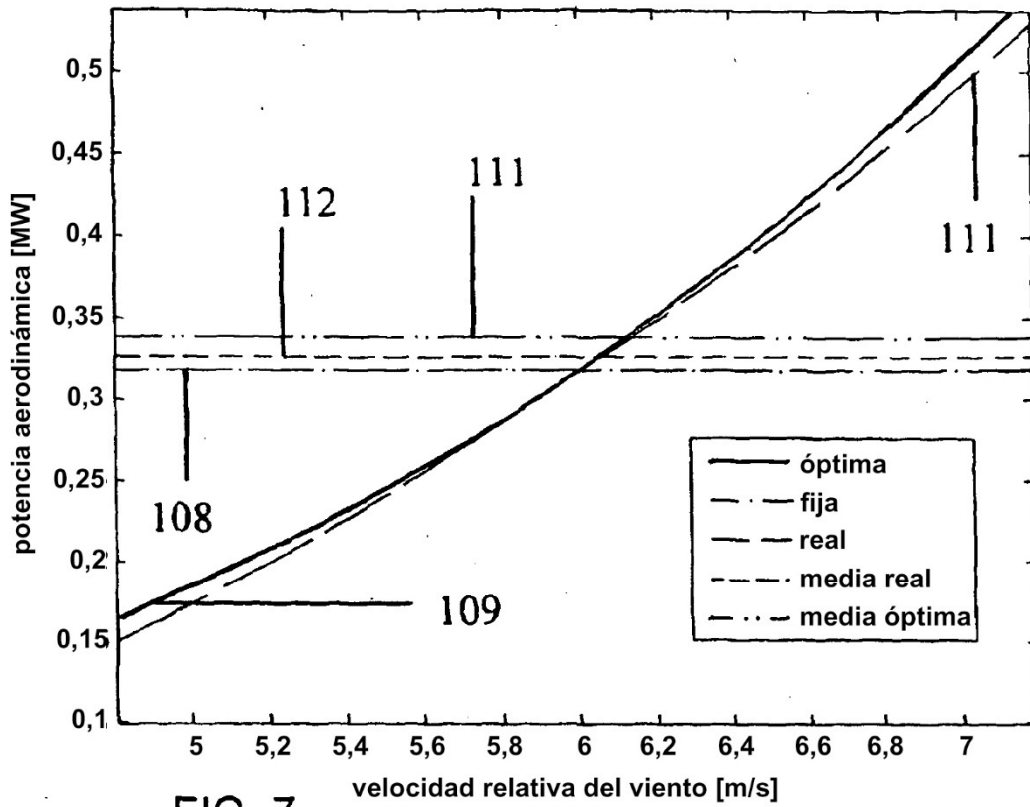


FIG. 6



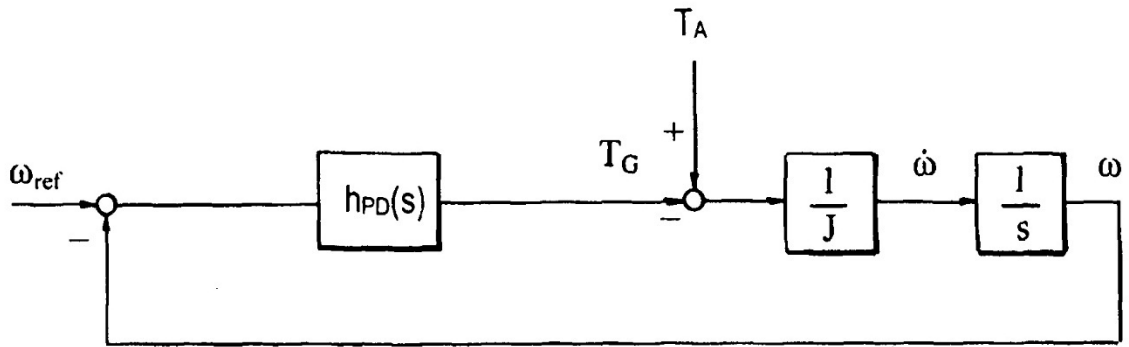


FIG. 9b

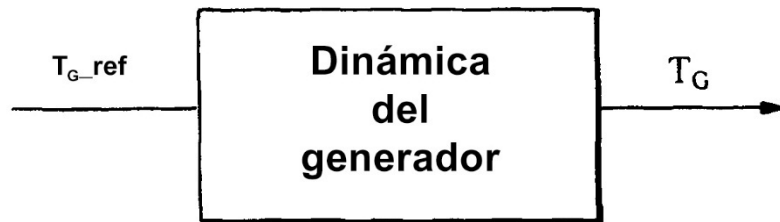


FIG. 9c

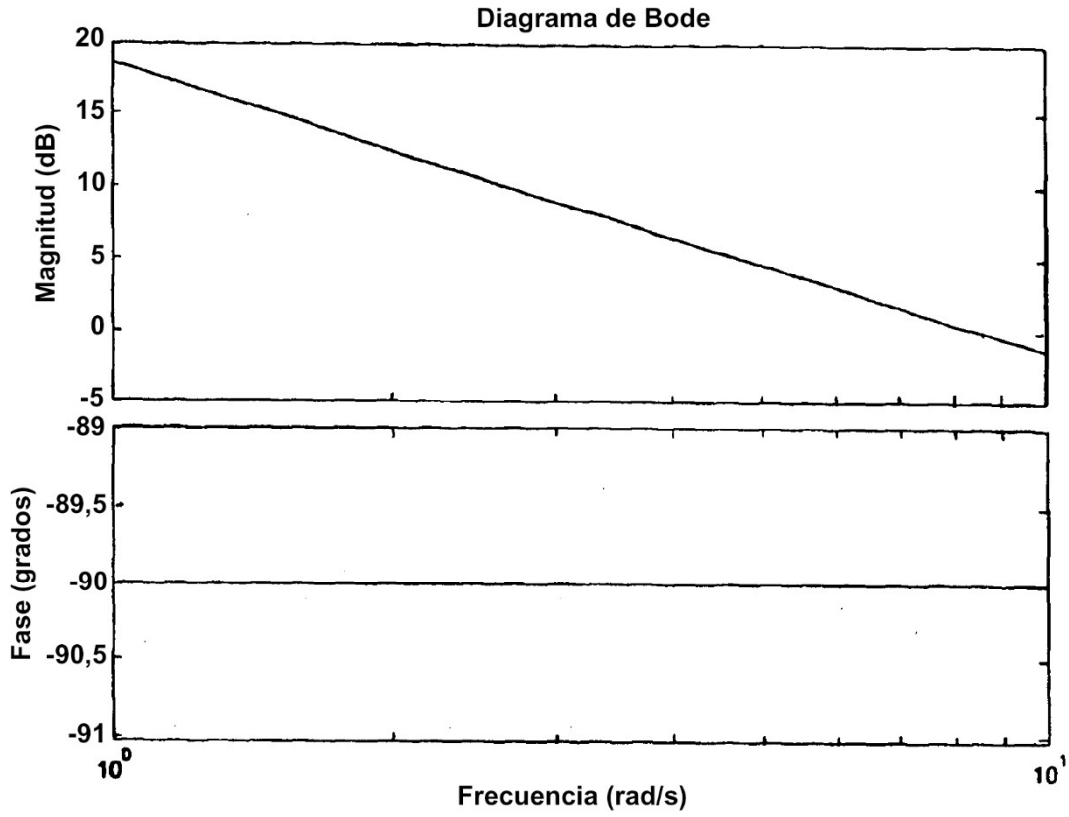


FIG. 10

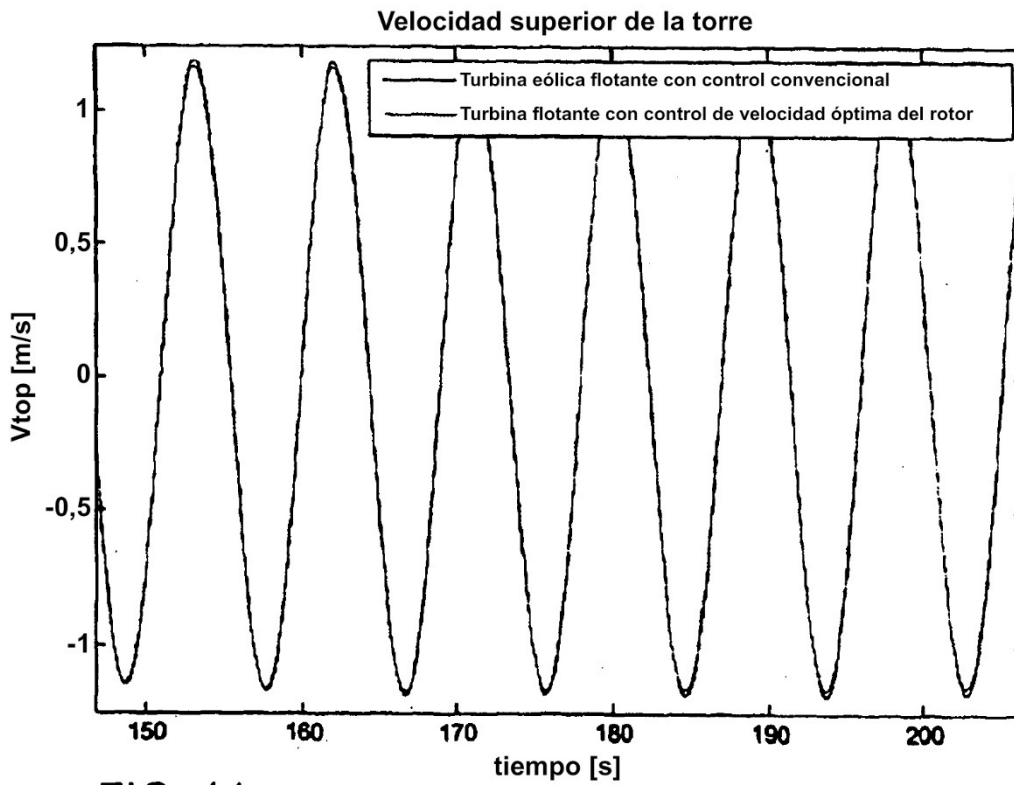


FIG. 11

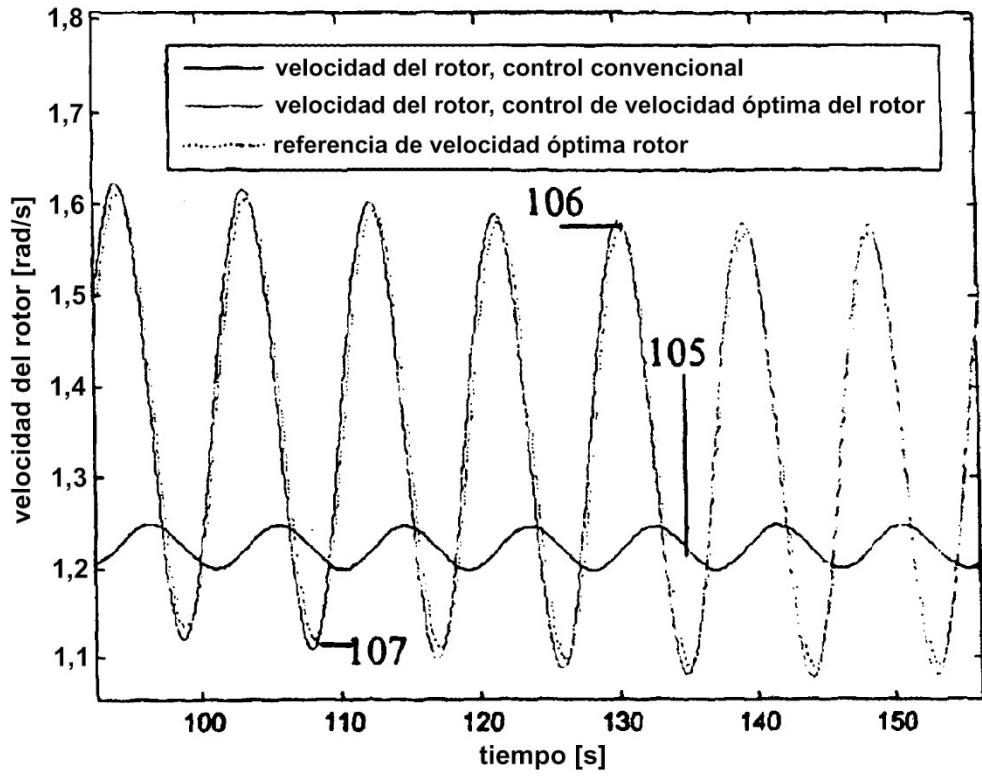


FIG. 12

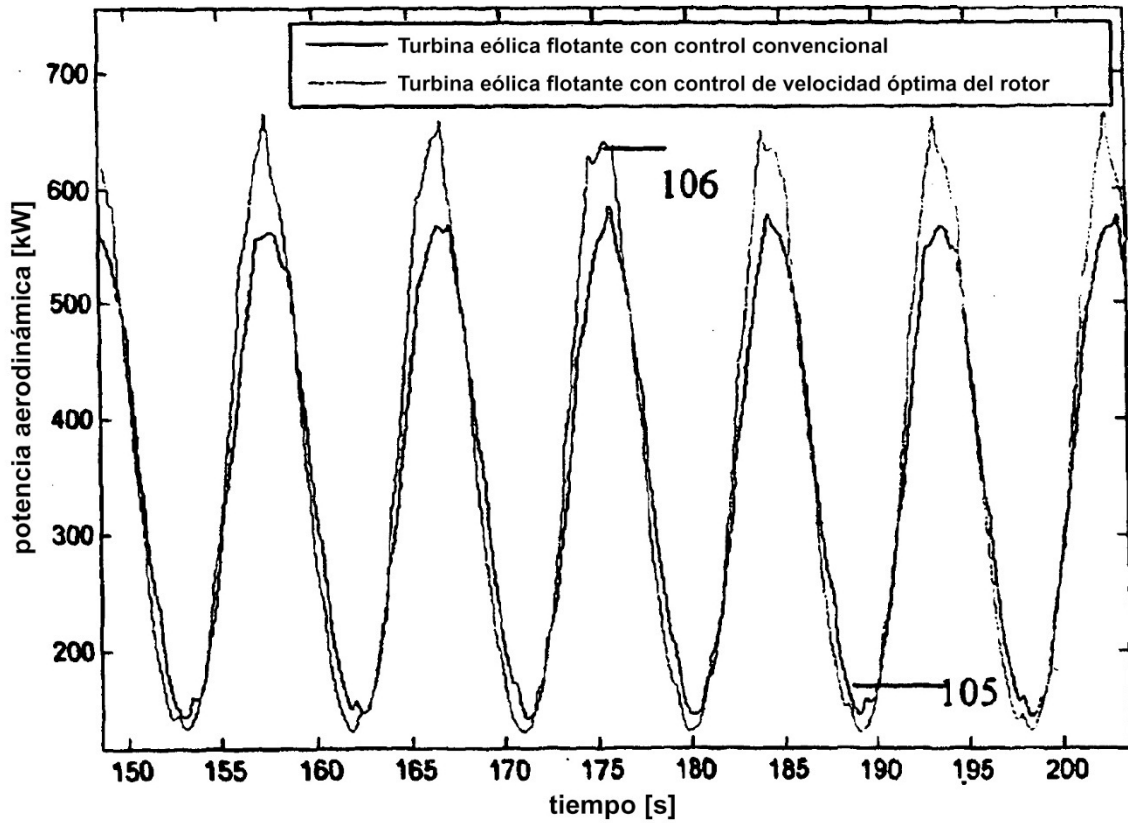


FIG. 13

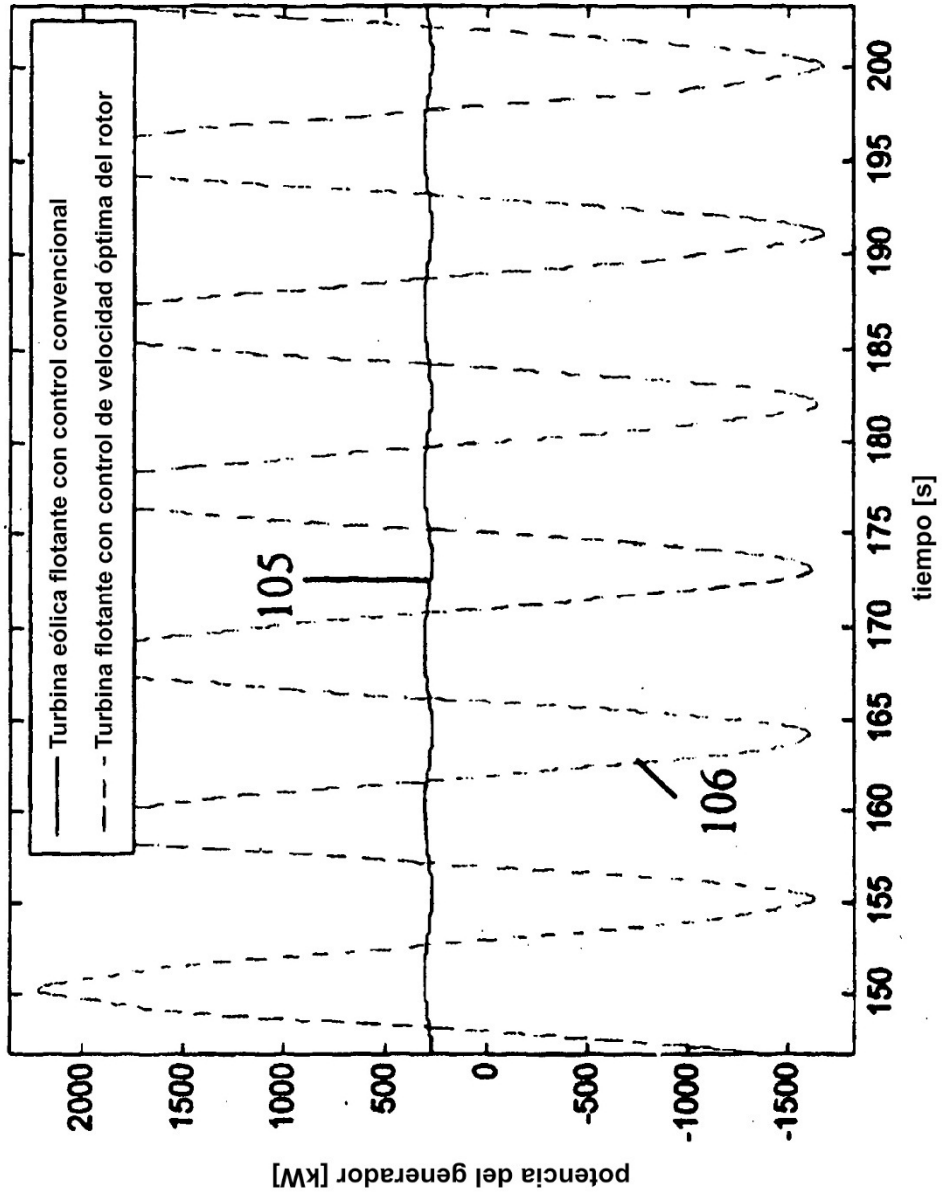


FIG. 14

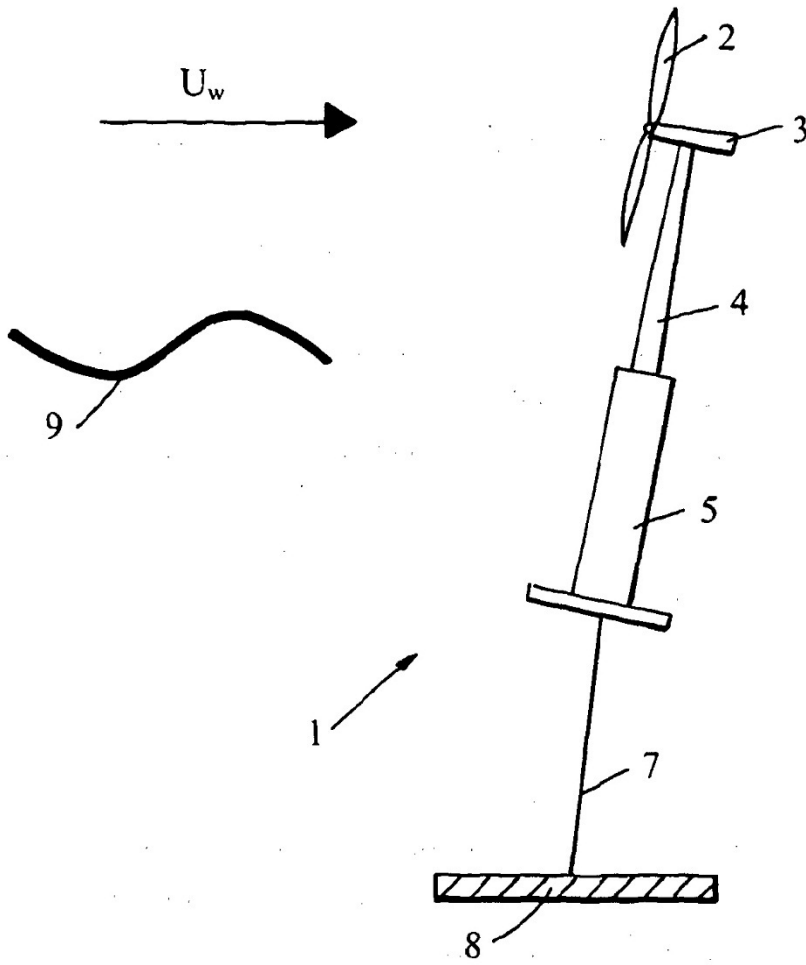


FIG. 15