

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 610 905**

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: **31.05.2010 PCT/EP2010/003296**

87 Fecha y número de publicación internacional: **07.12.2016 WO2011076295**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **31.05.2010 E 10721349 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.12.2016 EP 2516849**

54 Título: **Turbina eólica que tiene un método de control y controlador para realizar control predictivo de un generador de turbina eólica**

30 Prioridad:

**21.12.2009 GB 0922385**  
**21.12.2009 US 288628 P**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**04.05.2017**

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**SPRUCE, CHRISTOPHER;**  
**BOWYER, ROBERT y**  
**CREABY, JUSTIN**

74 Agente/Representante:

**ARIAS SANZ, Juan**

**ES 2 610 905 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

Turbina eólica que tiene un método de control y controlador para realizar control predictivo de un generador de turbina eólica

### Campo de la invención

- 5 Esta invención se refiere a turbinas eólicas y más específicamente a una turbina eólica que usa un método de control y/o un controlador para realizar control predictivo del generador de turbina eólica.

### Antecedentes a la invención

10 La figura 1 ilustra una turbina eólica 1, que comprende una torre de turbina eólica 2 sobre la que se monta una góndola de turbina eólica 3. Un rotor de turbina eólica 4 que comprende al menos una pala de turbina eólica 5 se monta sobre un buje 6. El buje 6 se conecta a la góndola 3 a través de un árbol de baja velocidad (no mostrado) que se extiende desde la parte delantera de la góndola. La turbina eólica ilustrada en la figura 1 puede ser un modelo pequeño previsto para uso doméstico o servicios ligeros, o por ejemplo puede ser un modelo grande, tal como aquellos que son adecuados para usar en generación eléctrica a gran escala en una granja eólica. En este último caso, el diámetro del rotor puede ser de hasta 100 metros o más.

15 Cuando se selecciona una turbina eólica para una ubicación de funcionamiento dada, se da la consideración a las características del sitio tales como las complejidades del terreno del sitio y las condiciones promedio del viento. La turbina elegida puede funcionar de manera ideal a potencia nominal durante la mayor parte del tiempo posible. Sin embargo, en la práctica, las velocidades de viento son variables y la turbina debe poder enfrentarse a una amplia variedad de velocidades de viento. A velocidades de viento menores la salida de potencia será o bien nula, si hay viento insignificante, o bien inferior a la potencia nominal. Una vez que la velocidad de viento aumenta hasta por encima de la requerida para la potencia nominal la turbina se protegerá a sí misma del daño, por ejemplo, variando el paso de las palas para reducir la potencia extraída del viento. En casos extremos la turbina puede apagarse o desviar el viento para prevenir daño catastrófico.

20 Cuando se ajusta el ángulo de paso para compensar los cambios en la velocidad de viento medida en la turbina eólica, hay un retraso de tiempo inevitable entre la detección de la detección de velocidad de viento instantánea y las palas que se llevan a la posición de paso correcta. Por tanto se conoce controlar el paso de la turbina eólica basándose en la velocidad de viento esperada futura medida usando un aparato LIDAR.

25 El uso de LIDAR para controlar el funcionamiento de las turbinas eólicas se conoce, por ejemplo, a partir del documento US 6.320.272 de Lading *et al*, que enseña el uso de un sistema de medición de velocidad de viento por láser tal como un aparato LIDAR (alcance y detección de luz) montado sobre la góndola. El LIDAR funciona mediante emisión de un haz de láser en frente de la turbina eólica para medir las condiciones a una distancia en frente de la turbina eólica. La distancia se dispone normalmente para estar a entre 0,5 y 3 diámetros de rotor de la turbina, la que es por tanto del orden de 50 a 300 m para una turbina eólica moderna grande. El LIDAR funciona de manera conocida o bien detectando moléculas de aire o bien detectando partículas arrastradas en la corriente de aire y calculando información sobre el flujo de aire a partir de estas medidas. Esta información puede incluir velocidad y dirección de viento y cizalladura del viento en las direcciones vertical y horizontal aunque los parámetros que pueden calcularse dependerán de la complejidad del LIDAR usado. El ángulo de paso puede entonces ajustarse con antelación a los cambios en la velocidad del viento y el funcionamiento de la turbina eólica puede posteriormente hacerse más eficiente.

30 Sin embargo, el ajuste de paso de pala de rotor basándose en medidas del valor futuro del viento puede llevar a otras dificultades operacionales, tales como la manera de controlar basándose en aquellas variables que va a realizarse en tiempo real para un generador de turbina eólica. Con respecto a esto, se ha apreciado que hay una necesidad de una técnica de control mejorada.

35 Además, el control en tiempo real de la turbina eólica para ajustar parámetros de control mecánicos o eléctricos puede llevar a un aumento del desgaste en el sistema de actuador de control si el control no se realiza apropiadamente. También se ha apreciado que el control de la turbina eólica basándose en el valor predicho de parámetros futuros puede usarse para ofrecer un sistema de control más fiable y más sensible.

40 El documento "Anticipatory Control of Wind Turbines With Data-Driven Predictive Models" de H. Zheng *et al*, IEEE transactions on Energy Conversion, vol. 23, n.º 3, 1 de septiembre de 2009, páginas 766-774, da un ejemplo de una estructura de control predictivo de modelo usando una estimación de la velocidad de viento.

### Sumario de la invención

45 En un aspecto preferido, la invención proporciona una turbina eólica que comprende: una o más palas de rotor; un sistema de actuador de paso para ajustar el ángulo de paso de la una o más palas de rotor de turbina eólica; un generador; un sensor de viento para detectar la velocidad de viento incidente en al menos una posición que está a una distancia predeterminada en frente de la una o más palas de rotor; y un controlador acoplado al sensor de viento

para proporcionar una señal de control de salida para la turbina eólica, en la que el controlador se dispone para: a) recibir valores desde el sensor de viento que indican la velocidad de viento incidente a una distancia predeterminada en frente de la turbina eólica; b) generar una representación de serie de tiempo de la velocidad de viento incidente para un período de tiempo futuro; c) postular una serie de tiempo de valores para una señal de control de salida para un período de tiempo futuro; d) optimizar la serie de tiempo de valores para la señal de control de salida basándose en minimizar una función de coste, en la que la función de coste incluye términos que definen aspectos del funcionamiento de la turbina eólica; y e) emitir una señal de control basándose en la serie de tiempo de valores optimizada en la etapa d). El proceso de control proporcionado mediante la función de coste y optimización de la señal de control, permite controlar la turbina eólica de manera eficaz y suave, reduciendo el desgaste operacional y prolongando la vida de los componentes electrónicos y mecánicos.

En una realización, la señal de control de salida es una de señal de referencia de paso de pala emitida al sistema de actuación de paso. En una realización adicional, la señal de control de salida puede únicamente o además comprender una referencia de potencia de generador emitida al generador.

Ventajosamente, la función de coste contiene un término que representa la diferencia entre una representación de serie de tiempo de la velocidad requerida del generador, y una representación de serie de tiempo de futuro de la velocidad de generador predicha. Por tanto, el funcionamiento del generador puede mapearse en el futuro y el control puede gestionarse a lo largo de un período de tiempo prolongado, sin la necesidad de etapas de control reactivas repentinas.

La representación de serie de tiempo de la velocidad de generador predicha puede calcularse basándose en la representación de serie de tiempo de la velocidad de viento incidente para un período de tiempo futuro, y los valores de serie de tiempo de la señal de control. Ventajosamente, la función de coste contiene un término que representa el grado en el que se permiten cambios en el valor de la señal de control. Por tanto, pueden minimizarse variaciones en la señal de control dando como resultado un control más suave del sistema.

En una realización, el controlador se dispone para recibir uno o más valores de referencia óptimos para la señal de control, basándose en una velocidad de viento medida en la turbina eólica. Ventajosamente, la función de coste contiene un término que representa el grado en el que se permite que la serie de tiempo de valores para la señal de control emitida una vez optimizada difiera de los valores óptimos suponiendo una velocidad del viento en estado estacionario. Esto garantiza que el funcionamiento de la turbina eólica puede mantenerse dentro de una tolerancia requerida de los valores óptimos, pero con un grado de flexibilidad en el seguimiento.

Preferiblemente, el sensor de viento es un anemómetro de tipo Doppler.

También se proporcionan un método, un aparato y un programa de ordenador correspondientes.

### **Breve descripción de los dibujos**

Ahora se describirán las realizaciones de la invención, únicamente a modo de ejemplo, y con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 es una vista frontal de una turbina eólica de eje horizontal;

la figura 2 es una vista lateral esquemática de la turbina eólica de la figura 1 que muestra los componentes alojados en la góndola;

la figura 3 es una vista esquemática del controlador principal de la turbina eólica mostrado en la figura 2;

la figura 4 es una vista esquemática del controlador principal de la turbina eólica según un primer ejemplo de la invención;

la figura 5 es un diagrama esquemático de un sistema de control predictivo para un generador de turbina eólica;

la figura 6 es un diagrama esquemático de un modelo de control predictivo;

la figura 7 muestra una pluralidad de gráficos de serie de tiempo para parámetros de control usados en el sistema de control; y

la figura 8 es un diagrama de flujo que ilustra un ejemplo de un método de control.

### **Descripción detallada de las realizaciones preferidas**

La invención se refiere de manera general a un método y un aparato para realizar control predictivo de un generador de turbina eólica. Se conoce proporcionar señales de control a una turbina eólica con el fin de controlar el paso de las palas de rotor de turbina eólica y la velocidad del generador basándose en la velocidad de viento instantánea medida. Sin embargo, es difícil usar medidas de velocidad de viento instantáneas para lograr un control suave, debido a velocidades de respuesta finitas de los sistemas electromecánicos asociados, así como a las entradas de

sistema de control que cambian constantemente. El sistema de control predictivo descrito en el presente documento adopta un modelo de la velocidad de generador basándose en los valores de la velocidad de viento incidente  $v(t)$  y los valores de una señal de control  $u(t)$  emitida a la turbina eólica en un bucle de alimentación directa. En el presente documento, la señal de control puede ser para uno o más de controlar o bien la configuración de potencia del generador o bien el ángulo de paso de las palas de rotor. El controlador predictivo usa una serie de tiempo cíclica de valores para  $v(t)$  y  $u(t)$  y basándose en una respuesta predicha de la velocidad de generador  $w(t)$  optimiza la señal de control de serie de tiempo  $u(t)$ . Esto puede hacerse a través de la serie de tiempo  $u(t)$  completa correspondiente en longitud y tiempo a  $v(t)$ . Sin embargo, en la práctica es preferible únicamente optimizar  $u(t)$  para unos pocos valores en el futuro de manera que la optimización puede completarse más rápidamente. Suponiendo una serie de tiempo de 30 valores para  $v$ , se ha encontrado que optimizar hasta cinco valores de  $u$  funciona en la práctica. La respuesta predicha de la velocidad de generador  $w(t)$  se basa en un modelo, que puede mejorar en tiempo real a medida que funciona la turbina eólica.

La figura 2, a la que se debe hacer referencia ahora, es una ilustración esquemática que muestra componentes ubicados en el interior de la góndola 3 para la turbina eólica mostrada en la figura 1. El buje de rotor 6 se conecta en la parte delantera de la góndola 3 a un árbol de accionamiento principal 7 que se recibe en una caja de engranajes 8. La caja de engranajes 8 se conecta, a su vez, a un árbol 9 unido a un generador eléctrico 10. El generador 10 proporciona una salida eléctrica que se hace pasar a un convertidor de frecuencia eléctrica 11 y posteriormente a una salida 12 para la conexión a la red eléctrica o servicios locales 13.

La turbina 1 tiene un controlador principal 14 conectado a un equipo de sensor 15, tal como un anemómetro o LIDAR. El anemómetro alojado en la góndola de turbina eólica 3 puede usarse para medir la velocidad de viento instantánea en la turbina eólica. Un aparato LIDAR por otra parte puede usarse para medir la velocidad de viento en la turbina eólica o más normalmente a cierta distancia en frente de la turbina eólica en la trayectoria del viento incidente. Con respecto a esto, puede considerarse que el LIDAR mide la velocidad de viento futura encontrada en la turbina eólica. En el caso de turbinas eólicas conectadas a un parque eólico o a la red eléctrica, el controlador principal también se conecta normalmente a una red de monitorización y control 16. Por medio de la red 16, el controlador principal 14 puede recibir actualizaciones de su información de control y puntos de configuración operacionales, así como descargar informes de estado de funcionamiento para fines de monitorización y detección de fallos.

El controlador principal proporciona una referencia de paso separada emitida al aparato actuador de paso 17 y una referencia de potencia emitida al aparato de control de potencia 18. Estas se calculan basándose en algoritmos de control internos en el controlador principal y la información recibida desde el sensor 15 y la red 16.

El valor de referencia de paso es el ángulo que se requiere que formen las palas de rotor con respecto al viento incidente, y se ajusta el valor para reflejar cambios en la velocidad de viento incidente. El ángulo de paso de las palas afecta a la velocidad de punta de las palas de turbina rotatorias, y el papel del aparato actuador de paso 17 es controlar constantemente las palas según el ángulo de paso recibido desde el controlador. El ajuste constante del ángulo de paso de las palas de rotor garantiza que o bien se genera la potencia óptima mediante la turbina eólica o bien cuando la velocidad de viento es demasiado alta puede degradarse la turbina eólica para entrar en un modo seguro.

El controlador de potencia 18 recibe una señal de entrada desde la salida 12 de la turbina eólica así como recibe la referencia de potencia desde el controlador principal 14. En generadores sincronizados, el papel del controlador de potencia 18 es garantizar que la frecuencia de la salida de corriente alterna del generador está dentro del intervalo deseado para alimentar a la red eléctrica. El controlador de potencia 18 proporciona una salida al convertidor eléctrico, que a través de ajuste de la frecuencia de la corriente de rotor en el circuito de rotor del generador permite que se varíe la velocidad del generador. En el presente documento, se entiende normalmente que la velocidad de generador es la velocidad del rotor de generador. El controlador de potencia ajusta la referencia de potencia según la frecuencia de red eléctrica. Aunque normalmente la potencia de la turbina eólica está vinculada directamente a la velocidad de viento, la potencia también puede reducirse deliberadamente mediante una referencia de potencia externa transmitida desde el controlador principal 14. Cuando la potencia se reduce mediante una referencia de potencia externa, se dice que la turbina está degradada.

La figura 3 ilustra el controlador principal con más detalle. De manera general, el papel del controlador principal es supervisar el funcionamiento de la turbina eólica y garantizar todo el tiempo que la cantidad de energía que se está produciendo es máxima, mientras se limita el ruido de funcionamiento y las cargas mecánicas experimentadas por el dispositivo. El controlador principal 14 incluye un controlador de carga parcial 21 y un controlador de carga total 22. Estos funcionan en regímenes de potencia respectivos para proporcionar salidas de referencia de paso y potencia apropiadas que, o bien maximizan la potencia producida o bien degradan la turbina eólica según se requiera. La lógica de conmutación 23 determina en cuál de los dos regímenes está funcionando actualmente la turbina eólica y conmuta a los controladores apropiados.

El controlador de carga parcial 21 funciona cuando la velocidad de viento no es suficiente para que la turbina eólica genere suficiente potencia para cumplir el valor de potencia preestablecido requerido. En este régimen, el paso de las palas de turbina eólica se configura a un ángulo óptimo para extraer tanta energía del viento como sea posible,

mientras se satisface cualquier restricción de ruido dada u otros requerimientos de funcionamiento. El parámetro de control de salida principal del controlador de carga parcial es por tanto una referencia de potencia, mediante lo cual puede controlarse la velocidad del generador.

El funcionamiento de carga parcial puede dividirse normalmente en tres intervalos:

5 a) Funcionamiento a un límite de velocidad bajo ( $v_{on} \leq v \leq v_1$ ), en el que la velocidad de generador ( $w$ ) en rpm se mantiene en el valor más bajo posible. En el presente documento  $v_{on}$  es la velocidad de viento mínima a la que la turbina puede funcionar, y  $v_1$  es un primer valor umbral;

10 b) Funcionamiento a eficiencia óptima ( $v_1 < v \leq v_2$ ) en el que las rpm del rotor se controlan para ser proporcionales a la velocidad de viento dando como resultado la eficiencia aerodinámica máxima del rotor. En este régimen, el ángulo de paso se mantiene sustancialmente constante.

c) Funcionamiento a rpm nominales ( $v_2 \leq v \leq v_{nom}$ ) en el que si la velocidad de viento es mayor que  $v_2$ , la turbina está funcionando en sus rpm de generador nominales. Sin embargo, en la práctica, bajo la influencia de turbulencias, las rpm fluctuarán dinámicamente alrededor del punto de configuración estacionario.

15 El controlador de carga total 22 es activada automáticamente por la lógica de conmutación 23 tan pronto como la salida de potencia de la turbina eólica se eleva hasta ser igual a la demanda de potencia configurada por el controlador principal 14. En el control de carga total, el controlador 22 ajusta el ángulo de paso de las palas de turbina eólica 5 para garantizar que esa salida de potencia de la turbina eólica permanece en un valor preestablecido. Por tanto, las rpm del generador ( $w$ ) se controlan esencialmente por la salida de referencia de paso usada para controlar las palas de turbina eólica 5. Si el viento es demasiado fuerte, el ángulo de paso de las palas de turbina se ajusta de manera que se inclinan fuera del viento. Además, en el control de carga total, si la velocidad de viento disminuye por debajo de un valor preestablecido, causando que el ángulo de paso se ajuste a un valor cercano al ángulo de paso óptimo, el controlador de carga total se desactiva y el controlador de carga parcial toma el control.

25 Si la velocidad de viento está entre la velocidad de viento nominal y de ruptura, la turbina normalmente estará en el estado de carga total caracterizado por la potencia de salida de turbina que es igual a la potencia demandada. Sin embargo, bajo la influencia de turbulencias, también puede suceder que el sistema de control pase ocasionalmente a carga parcial, aunque la velocidad de viento esté por encima de la nominal.

30 Los controladores de carga parcial 21 y total 22 reciben como señal de control entradas desde los módulos iniciales 24 y 25 que especifican, para una velocidad de viento dada, el punto de configuración de rpm de la velocidad de generador ( $w$ ) óptimo y el punto de configuración de paso óptimo. Estos módulos reciben directamente la velocidad de viento emitida desde un sensor de viento, tal como un dispositivo LIDAR o un anemómetro, y usan este valor para consultar los valores óptimos  $u_0$ . El valor óptimo para la velocidad de generador se pasa al controlador de carga parcial 21 y forma la base de la referencia de potencia. El valor óptimo para el control de paso se pasa al controlador de carga total 22 y forma la base de la referencia de paso. En turbinas eólicas producidas por los solicitantes, los controladores iniciales 24 y 25 se denominan OptiSpeed y OptiTip respectivamente.

35 En un sistema de control de turbina eólica, es posible imaginar una situación en la que no se realice ningún control predictivo, y la velocidad de generador se controla simplemente basándose en los valores instantáneos o de tiempo  $t=0$  de  $u$  y  $v$ , y la diferencia  $\epsilon$  entre la velocidad de generador actual  $w$  y la velocidad requerida  $w_{demanda}$ . La desventaja con el control instantáneo es que este no permite el control óptimo del generador debido a los retrasos físicos inevitables en respuesta de los componentes mecánicos y eléctricos del sistema, y las dificultades del seguimiento de variables en un sistema en el mundo real en el que la sensibilidad de la respuesta debe adaptarse al sistema y a otros factores.

40 Por ejemplo, a una velocidad del viento en estado estacionario  $v$  y en control de carga total, un valor de  $w$  que es más bajo que el valor requerido,  $w_{demanda}$ , indicará que el ángulo de paso  $u^{paso}$  debe incrementarse para permitir que se extraiga más energía del viento incidente. Sin embargo, como la velocidad de viento pocas veces está en un estado estacionario, el ángulo de paso  $u^{paso}$  también dependerá de la velocidad de viento  $v$ , y no únicamente del valor de diferencia  $\epsilon$ . En este caso, a medida que la velocidad de viento  $v$  varía, puede encontrarse repentinamente que el paso ángulo indicado  $u^{paso}$  no es adecuado, o bien por sobrecompensación cuando la velocidad de viento ha aumentado en el período intermedio, o bien por infracompensación cuando la velocidad de viento ha disminuido posteriormente.

50 En el siguiente intervalo de tiempo, el resultado puede ser una sobrecompensación adicional, a menudo en el sentido opuesto, dando como resultado una oscilación del control, un fenómeno conocido como oscilación transitoria. Puede verse entonces que si la respuesta del controlador a un cambio en las condiciones de  $v$  y  $w$  es demasiado sensible, entonces el resultado puede ser un ajuste repentino o drástico en el parámetro de entrada  $u$  que sobrecompensa para el desequilibrio percibido en  $w$ . En el siguiente intervalo de tiempo, el ajuste posterior propuesto por el controlador ahora tiene que tratar con ambas condiciones de  $w$  y  $v$ , y la sobrecompensación de la etapa anterior. Por otra parte, si el controlador no es suficientemente sensible, entonces la respuesta del controlador a cambios rápidos en los parámetros  $w$  y  $v$  puede no ser suficientemente buena como para garantizar que el control

sea eficaz. Por tanto, se ha apreciado que se requiere un sistema de control predictivo.

5 Aunque se conocen sistemas de control predictivo, estos están normalmente fuera de línea en el sentido de que crean una función de control de transferencia inversa basándose en una medición instantánea de la velocidad de viento mediante el aparato LIDAR o el anemómetro. Se ha apreciado que tales sistemas son inferiores al óptimo, tal  
 5 ya que la respuesta del sistema de control de la turbina eólica cambiará a lo largo del tiempo, por ejemplo a medida que un actuador se desgasta o debido a cambios en las condiciones atmosféricas tales como densidad de aire, y como resultado la función de control calculada ya no se aplicará de manera tan estrecha como se espera.

10 Ahora se hará referencia a la figura 4, que ilustra esquemáticamente el controlador principal 14 según un ejemplo de la invención. En este ejemplo, la turbina eólica se conecta a un sensor 15. El sensor 15 incluye un sistema LIDAR 26 que se dispone para detectar la velocidad de viento incidente en frente de la turbina eólica, y un sensor de viento  
 10 opcional o anemómetro para detectar la velocidad de viento instantánea en la turbina eólica. El LIDAR puede disponerse por ejemplo para detectar la velocidad de viento a aproximadamente 30 m de la turbina eólica. A una velocidad de viento promedio de 10 m/s esto proporciona un intervalo de tiempo futuro para la medición de la velocidad de viento de aproximadamente 3 s. Con referencia a la figura 1, el LIDAR 26 puede montarse sobre la  
 15 superficie superior de la góndola 3, sobre la torre, en el lado inferior de la góndola, en el buje de rotor 6 o incluso en las palas 5. En este último caso, puede montarse un LIDAR 26 separado en cada pala o un solo LIDAR únicamente en una o dos de las palas. En un ejemplo, el LIDAR puede ser una o más unidades de tipo de haz fijo simples que envían un único haz aguas arriba de la turbina, y puede comprender sus propias líneas de alimentación de potencia separadas físicamente a fuentes de alimentación de potencia diferentes en la turbina. Además, el LIDAR 26 puede  
 20 medir condiciones aguas arriba en una única ubicación aguas arriba o en puntos múltiples en múltiples puertas de alcance.

25 El controlador principal 14 también comprende un controlador predictivo 27, que recibe una entrada directamente tanto del LIDAR 26 como, de manera similar a la figura 3, de uno o más de los controladores iniciales 24 y 25 que configuran la referencia de potencia y la referencia de paso instantáneas óptimas para la velocidad del viento en estado estacionario detectada. Como se muestra en la figura 4, el controlador predictivo 27 puede funcionar junto  
 25 con el controlador de carga o bien parcial 21 o bien total 22, y en este diagrama por motivos de claridad se muestra como componente funcional de cada controlador. En la práctica, el controlador predictivo puede reemplazar al controlador de carga total ya que realiza un papel sustancialmente idéntico. El controlador predictivo 27 que proporciona control de carga total recibe entrada de ambos controladores iniciales 24 y 25, mientras el control  
 30 predictivo 27 implementado junto con el controlador de carga parcial 21 sólo necesita recibir una entrada del controlador inicial 24.

35 Se muestra un diagrama funcional del controlador predictivo 27 en la figura 5 a la que ahora debe hacerse referencia. En este diagrama se han omitido detalles de la interacción del controlador predictivo 27, con las otras funciones de control en el controlador principal 14, tales como los controladores de carga parcial 21 y total 22, para evitar complicar el diagrama. Como se observó anteriormente, el funcionamiento del controlador predictivo 27  
 35 ilustrado en la figura 5 puede en cualquier caso llevar a cabo el control de carga total sin la necesidad del controlador separado 22.

40 El controlador predictivo 27 recibe una entrada de velocidad de viento  $v$  desde el aparato LIDAR 26, y de puntos de configuración óptimos dependientes de viento  $u_0^{\text{potencia}}$  y  $u_0^{\text{paso}}$  desde los controladores iniciales 24 y 25. Como los controladores de carga total y parcial descritos anteriormente, el fin del controlador predictivo 27 es emitir señales de control de paso  $u^{\text{paso}}$  y de potencia  $u^{\text{potencia}}$  a la turbina eólica para lograr control óptimo. En este diagrama la turbina  
 40 eólica se representa generalmente con el número de referencia 30. Sin embargo, el controlador predictivo 27 se diferencia de los controladores de carga parcial 21 y total 22 al menos en que, en vez de calcular los valores de control instantáneos para aplicación inmediata al sistema de turbina eólica, calcula una serie de tiempo de valores  
 45 de control de futuro basándose en la información de velocidad de viento futura desde el LIDAR 26 y cualquier conocimiento del rendimiento esperado del generador en el futuro. Aunque únicamente el valor inmediato en la serie de tiempo se emite con fines de control (es decir, los valores de los parámetros en  $t=0$ ), la generación de la serie de tiempo de futuro proporciona varias ventajas, concretamente una función de retroalimentación que permite optimizar el control de la turbina para equilibrar la velocidad de respuesta del control y los costes de activar los sistemas  
 50 actuadores. Tales costes pueden ser consumo de potencia de actuador, desgaste sobre los actuadores y sobre componentes de turbina.

55 Se apreciará que el aparato LIDAR proporciona como salida valores de velocidad de viento en una ubicación en frente de la turbina eólica y en la trayectoria del viento incidente. Conocer el alcance del LIDAR y la velocidad de viento, permite asociar el valor de salida de velocidad de viento con un tiempo en el futuro, es decir cuando el viento  
 55 en la ubicación medida por el LIDAR ha alcanzado la turbina eólica e impacta sobre las palas de rotor. Los valores de  $v$  emitidos por el LIDAR pueden por tanto representarse como una serie de tiempo  $v(t)$  en la que a cada valor de velocidad de viento se le asigna una etiqueta de tiempo que indica su separación en el tiempo del valor de viento experimentado por la turbina eólica en el momento actual. De manera similar, pueden generarse series de tiempo  
 60 para el parámetro de control  $u$ , y para la velocidad de generador predicha  $\hat{w}$  o requerida  $w_{\text{demanda}}$ , y como el sistema de turbina eólica es dinámico, en cierto grado todas las variables requeridas para el control. La notación  $x(t)$  se usa en el presente documento cuando se requiere énfasis, pero de lo contrario se omite cuando resulta

conveniente. Además, dado que la los serie de tiempo de valores en un sistema digital o informatizado se representa esencialmente mediante una matriz de valores discretos también puede hacerse referencia a la serie de tiempo mediante la notación  $x(i)$ . La notación  $i$  se usa por tanto para enfatizar valores individuales en la serie de tiempo en vez de tiempos individuales. En un ejemplo, se ha encontrado que una longitud para la serie de tiempo de aproximadamente 3 segundos con una velocidad de muestreo de 0,1 s, correspondiente a 30 muestras discretas, es suficiente.

El funcionamiento del controlador predictivo 27 se basa en un modelo inherente 31 que mapea los parámetros de entrada y salida y sus relaciones entre sí. El modelo usado en este ejemplo se ilustra esquemáticamente en la figura 6, que se describirá con más detalle a continuación. Sin embargo, en el presente documento es suficiente observar que el modelo supone que la velocidad de generador  $w$  es una función de dos entradas, la velocidad de viento  $v$  y el parámetro de control  $u$ , concretamente  $u^{\text{paso}}$  y/o  $u^{\text{potencia}}$ . La generación de una serie de tiempo de futuro óptima de señales de control se lleva a cabo entonces mediante el controlador predictivo basándose en un análisis de función de coste de parámetros de control de futuro según el modelo 31.

En una realización, el controlador predictivo 27 incluye un bloque de control y aprendizaje adaptativo 32 para actualizar el modelo 31, basándose en errores entre los parámetros de control calculados y reales y la respuesta de turbina eólica esperada. Un restador 33 recibe como salida desde la turbina eólica una o más de la salida de potencia y la velocidad de generador  $w$ . Estos valores se comparan o restan con la velocidad de generador predicha  $\hat{w}$  y se retroalimentan al bloque de control y aprendizaje adaptativo 32 que posteriormente actualiza el modelo 31. Esto se explicará con más detalle a continuación.

Para garantizar que la velocidad de generador instantánea  $w$  coincide con la velocidad de generador requerida  $w_{\text{demanda}}$ , el controlador predictivo 27 ajusta los parámetros de control de entrada  $u^{\text{paso}}$  y/o  $u^{\text{potencia}}$ . Como se observó anteriormente, estos valores serán los valores actuales  $u^{\text{paso}}$  y/o  $u^{\text{potencia}}$  en una serie de tiempo de valores para  $u^{\text{paso}}$  y/o  $u^{\text{potencia}}$  calculados en cada instante de tiempo. Para simplificar la siguiente discusión se dará un análisis detallado para  $u^{\text{paso}}$ . Se apreciará que la inclusión de control basándose en  $u^{\text{potencia}}$  puede lograrse siguiendo los mismos principios.

La figura 7 ilustra una representación gráfica de serie de tiempo de valores para  $w$ ,  $v$  y  $u^{\text{paso}}$ . El diagrama superior muestra la velocidad de generador  $w$  como una función del tiempo  $t$ . Con fines de ilustración se supone que a tiempo  $t=0$  la velocidad de generador requerida  $w_{\text{demanda}}$  se configura en un valor más alto que la velocidad de generador actual  $w$ . Como resultado, la velocidad de generador debe aumentarse a lo largo de un período de tiempo futuro (en este caso entre  $t+N_1 dt$  y  $t+N_2 dt$ ) cambiando el paso de las palas de rotor. La velocidad de generador predicha para el período futuro se indica mediante  $\hat{w}$  (la línea creciente discontinua en el gráfico). La diferencia en la velocidad de generador predicha  $\hat{w}$  y la velocidad de generador requerida  $w_{\text{demanda}}$  se muestra mediante la región sombreada.

Los datos que constituyen el diagrama central corresponden a un gráfico de tiempo de la velocidad de viento. La velocidad de viento actual  $v$  en tiempo  $t=0$  se detecta mediante un anemómetro o sensor de viento montado sobre la turbina eólica, mientras que la velocidad de viento futura esperada en el futuro se obtiene mediante LIDAR 26.

El diagrama inferior muestra ajustes de serie de tiempo a la referencia de paso  $u^{\text{paso}}$ .  $u_0$  es el valor de paso de referencia óptimo conocido a partir del controlador inicial 25. La línea discontinua horizontal es un valor supuesto de  $u$  que forma parte del cálculo que se describe a continuación. En la práctica, la referencia de paso no se mantiene constante si no que se cambia (habitualmente mediante valores graduales) de manera que el valor de paso  $u^{\text{paso}}$  se aproxima al valor óptimo  $u_0$ . La zona sombreada del gráfico ilustra  $du$  (la diferencia entre el valor óptimo de  $u$  y el valor gradual del parámetro de control  $u$ ), que puede considerarse como el coste relativo de implementar los dos cambios en  $u$  que se producen en diferentes momentos respectivos en el tiempo. Esta zona sombreada se tiene en cuenta en las etapas de optimización posteriores. Aunque únicamente se muestran dos etapas, esto es simplemente por motivos de claridad.

Para cada tiempo  $t$  en una serie de tiempo cíclica  $t(i)$ , el objetivo del controlador predictivo 27 en la figura 5 es determinar la mejor secuencia futura de señales de referencia de paso  $u^{\text{paso}}(i)$ , que conducirá la velocidad de generador predicha  $\hat{w}(i)$  hasta el punto de configuración futuro requerido  $w_{\text{demanda}}$ . Por tanto, en cada punto de tiempo, la referencia de paso calculada  $u^{\text{paso}}$  para  $t=0$  puede transmitirse como salida al controlador de paso para controlar las palas de turbina eólica. Para lograr esto, se usa una política de horizonte decreciente de manera que únicamente se emite el primer valor en la serie de tiempo cíclica (es decir, el tiempo presente  $t$ ). Entonces vuelve a evaluarse el objeto de control en cada muestra de tiempo a medida que se dispone de nueva información.

La predicción del controlador inicial 25 de  $u_0$  basándose en  $v$ ,  $u^{\text{paso}}$  y la predicción de la velocidad de generador de futuro  $\hat{w}$  se actualizan constantemente, y se apreciará para cada instante de tiempo que los valores calculados de  $u^{\text{paso}}$  y  $\hat{w}$  pueden ser diferentes a través del período de tiempo cíclico  $t(i)$  en comparación con sus valores a través del período de tiempo calculado en un instante de tiempo anterior.

El éxito del controlador depende en gran medida de la calidad de las predicciones de  $\hat{w}$ . En este ejemplo, la

predicción de  $\hat{w}$  se lleva a cabo usando un modelo mediante un modelo de promedio móvil integrado autorregresivo controlado lineal (CARIMA) como se muestra en la figura 6. El modelo comprende dos entrada  $du^f$  y  $dv^f$ , y una salida  $\hat{w}$ . En el presente documento se usa la notación de superíndice  $d^f$  para indicar cantidades filtradas por paso de banda de las cantidades muestreadas en el tiempo  $u$  y  $v$ . En la práctica, cuando  $du$  y  $dv$  se expresan simplemente como la diferencia desde  $t=(n-1)$  hasta  $t = n$  de muestras sucesivas en  $u$  y  $v$ , se necesita filtrar para eliminar alta frecuencia o ruido de medición. En este caso, el filtrado puede lograrse usando una expresión de esencialmente  $\Delta^f/T(q^{-1})$ , donde  $q^{-1}$  es el operador de desplazamiento hacia atrás, y  $T$  es un filtro de  $T$  de, por ejemplo,  $(1 - 0,8q^{-1})^2$ . En la práctica esto significa que el valor muestreado actual de  $u$  y  $v$  se ve limitado por mezclar el valor actual con el 80% del valor previo, garantizando que se evitan cambios repentinos en los valores recibidos por el modelo 31.

$A(q-1)$  y  $B(q-1)$  son polinomios polares y nulos que se usan para contener los coeficientes de ecuaciones de diferencia de predicción. En el ejemplo descrito en el presente documento, los coeficientes polinomiales se obtienen usando un estimador de mínimos cuadrados recursivo (en línea o en tiempo real). Los términos polinomiales permiten al controlador predictivo 27 compensar la fuerte interacción del viento  $v$  sobre la velocidad de generador  $w$ .

En un ejemplo, se usa un estimador de parámetros en línea de mínimos cuadrados recursivos de modelo múltiple (MMRLS) como bloque de control adaptativo 32 para actualizar los coeficientes del modelo CARIMA. La salida desde la turbina eólica en tiempo real se pasa a un restador 33, en el que se resta el valor predicho de  $\hat{w}$  del valor real para dar un error de predicción en tiempo real. Esto se alimenta entonces al MMRLS como entradas. El bloque MMRLS calcula los coeficientes requeridos para minimizar los errores entre la salida en tiempo real de la turbina eólica y el valor predicho producido por el modelo. La ventaja de emplear un estimador integrado es que los coeficientes del modelo se identifican *in situ* y por tanto el modelo aprende con datos de frecuencia de bucle cerrado representativos. Esto significa que puede tener en cuenta la escala y rendimiento exactos A/D y D/A, y puede adaptarse dinámicamente a cambios en el sistema de turbina eólica debido a condiciones variables y al envejecimiento.

Hay dos maneras de usar los coeficientes del modelo MMRLS actualizados de manera continua: en modo de ajuste automático, los coeficientes del modelo identificados en línea usando MMRLS se pasan únicamente al controlador predictivo una vez que el operador está satisfecho con la calidad de predicción, y en modo adaptativo, los coeficientes se pasan al controlador en cada punto de muestra. Los requerimientos de certificación pueden prevenir los sistemas completamente adaptativos, en cuyo caso, se prevé que el enfoque de ajuste automático puede ser el más apropiado que permitirá la fácil puesta en marcha del controlador predictivo.

Para cada tiempo  $t$ , el controlador predictivo recibe por tanto del modelo 31 un valor predicho de  $\hat{w}$ . La tarea del controlador predictivo es entonces calcular los valores de serie de tiempo de  $u$  requeridos para el control futuro. El controlador predictivo calcula esta serie de tiempo postulando una función de coste dada en términos de  $u$  como variable, y entonces intentando minimizar esto para todos los valores de  $u$  a lo largo del período de tiempo futuro. La minimización puede realizarse mediante un optimizador (que optimiza  $u$  con la condición de que la función de coste tienda a un mínimo) y a continuación se describirá un enfoque a modo de ejemplo.

Se apreciará que la forma de la función de coste es por tanto extremadamente importante si el control de la turbina eólica debe llevarse a cabo de manera eficaz.

Matemáticamente, el código del controlador predictivo 27 encuentra por tanto un conjunto de  $N_u$  de señales de control de futuro  $u(t+i)$ , en donde  $(0 \leq i \leq N_u)$  que minimiza la siguiente función de coste en cada intervalo de muestreo  $i$  (en este ejemplo se encontró que  $N_u=5$  era suficiente, aunque si se requiere  $N_u$  puede ser iguala al número de valores de  $v$ , concretamente 30):

$$J(t) = J(t)_{\text{seguimiento}} + J(t)_{\text{actividad}} + J(t)_{\text{estado estacionario}}$$

Esta función de coste es una suma de tres términos.  $J_{\text{seguimiento}}$  describe los costes individuales de los errores de seguimiento de los puntos de configuración en la velocidad de generador  $w$ ;  $J_{\text{actividad}}$  describe cualquier penalización de actividad de control, tal como limitaciones operacionales para reducir la activación y desgaste de los actuadores de control de paso; y  $J_{\text{estado estacionario}}$  describe el coste del coste de desviarse de los parámetros de actuador en estado estacionario óptimos.

Ahora se describirán los términos individuales con más detalle. El error de seguimiento es la diferencia entre los valores predichos de  $\hat{w}$  y el valor requerido de  $w_{\text{demanda}}$  como se muestra mediante la zona sombreada en el gráfico superior de la figura 7. Se apreciará que es deseable hacer que el valor predicho tienda al valor requerido lo más rápidamente posible, y que las diferencias en los dos valores pueden representarse por tanto como un coste que debe minimizarse. Este es el factor impulsor primario en el proceso de optimización. Matemáticamente, el coste puede expresarse del siguiente modo. La expresión entre paréntesis es simplemente la diferencia en los dos términos en cada valor de  $i$  en una suma de los valores de serie de tiempo. El valor se eleva al cuadrado para dar una magnitud de la diferencia, y evitar diferencias de signo que cancelen el término para dar cero.

$$J_{\text{seguimiento}} = \sum_{i=N_1}^{N_2} (w^{\text{demanda}}(t+i) - w^{\text{predicha}}(t+i))^2$$

El coste de actividad de control representa el coste de controlar la turbina eólica en cuanto al desgaste sobre los sistemas mecánicos y eléctricos, así como el deseo de minimizar activación innecesaria. Esto se aplica tanto al mecanismo actuador de paso como a la configuración nominal de potencia para el generador.

- 5 La primera expresión entre paréntesis a continuación representa el cambio en la referencia de potencia para el generador de turbina eólica entre dos valores de tiempo sucesivos. De manera similar, la segunda expresión entre paréntesis representa el cambio en el valor de paso entre dos valores de tiempo sucesivos. Las constantes  $\rho^{\text{potencia}}$  y  $\rho^{\text{paso}}$  son medidas respectivas del grado en el que se permite que se ajuste la referencia de potencia y la referencia de paso. Un valor para  $\rho$  de cero indica esencialmente que no hay coste en cambiar la potencia o el paso de las palas de rotor, mientras que un valor positivo de  $\rho$  da como resultado que el término toma un coste creciente en la formulación de control.

$$J_{\text{actividad}} = \rho^{\text{potencia}} \cdot \sum_{i=0}^{N_u-1} (u^{\text{potencia}}(t+i) - u^{\text{potencia}}(t+i-1))^2 + \rho^{\text{paso}} \cdot \sum_{i=0}^{N_u-1} (u^{\text{paso}}(t+i) - u^{\text{paso}}(t+i-1))^2$$

- 15 El término final en la función de coste representa la diferencia entre la referencia de potencia óptima predicha  $u0^{\text{potencia}}$  y  $u0^{\text{paso}}$  y el paso  $u^{\text{paso}}$  y la potencia  $u^{\text{potencia}}$  calculados mediante el modelo. Esto representa la comprensión de que es poco probable que valores de  $u$  que son demasiado diferentes de los valores óptimos producidos por los controladores iniciales 24 y 25 para la velocidad de viento instantánea conocida sean óptimos para el sistema, y por tanto actúa como una limitación en el cálculo. En el gráfico inferior de la figura 7 se ilustra un punto de partida para el cálculo mediante la línea horizontal  $\hat{u}$ . La constante  $\mu$  representa por tanto la cantidad de libertad que se permite al modelo para desviarse del valor óptimo  $u0$ .

$$20 \quad J_{\text{estado estacionario}} = \mu^{\text{potencia}} \cdot \sum_{i=0}^{N_u-1} (u^{\text{potencia}}(t+i) - u0^{\text{potencia}}(t+i))^2 + \mu^{\text{paso}} \cdot \sum_{i=0}^{N_u-1} (u^{\text{paso}}(t+i) - u0^{\text{paso}}(t+i))^2$$

El cálculo también está sujeto a las siguientes limitaciones:

- a) magnitud  $u_{\min} < u < u_{\max}$ , y limitaciones de tasa  $du_{\min} < du < du_{\max}$  en las señales de control de futuro propuestas;
  - b) limitaciones de salida de rpm de generador  $w_{\min} < w < w_{\max}$
- 25 Estas garantizan que los valores  $u$  y  $w$  permanecen dentro de parámetros realistas; y
- c) limitaciones auxiliares tales como momentos de curvatura de raíz de pala, empuje de rotor, aceleración de parte superior de torre, momento de curvatura de parte inferior de torre, etc.

- 30 Esto representa otras limitaciones mecánicas o eléctricas en el sistema. Las limitaciones se incorporan en el modelo usando un modelo CARIMA para cada una. Por ejemplo, el momento de curvatura de raíz de pala se modela como una función de  $v$  y  $u$  de la misma manera que la velocidad de generador  $w$ , y el modelo CARIMA apropiado da una salida para el momento de curvatura de raíz de pala predicho. En el procedimiento de optimización, el optimizador procesa entonces  $u$  con la limitación adicional de que el momento de curvatura de raíz de pala resultante no llega por encima (o por debajo) de los valores umbral predeterminados. Esto es una característica importante del modelo ya que garantiza que las condiciones estructurales de la turbina eólica en cuanto a fuerzas, cargas y tensiones, puede mantenerse dentro de parámetros seguros. Ejemplos de fenómenos que pueden minimizarse mediante control de  $u^{\text{paso}}$  y  $u^{\text{potencia}}$  de esta manera son daño debido a exceso de momentos de curvatura de raíz de palas, empuje de rotor, y aceleración de parte superior de torre, momento de curvatura de parte inferior de torre u oscilación.

- 40 Este enfoque basado en función de coste es una metodología muy potente ya que abarca la importancia relativa de los objetivos perseguidos de una manera sencilla. Por ejemplo, la oscilación del actuador puede amortiguarse, y por tanto reducirse el desgaste, aumentando el valor de  $\rho$ ; adicionalmente, ajustar los valores de ponderación de  $\mu$  desde  $\infty$  ( $10^6$  en la práctica) hasta 0 permite un movimiento suave desde el control basado en mapa fuera de línea o bucle abierto tradicional hasta la compensación en línea transitoria completa. Un punto a observar es que estará presente un sesgo de seguimiento de puntos de configuración en esta formulación de función de coste si  $\mu > 0$  y los valores de actuador de mapa en estado estacionario de los controladores iniciales 24 y 25 no corresponden a los puntos de configuración en estado estacionario. Por tanto, debe tenerse cuidado al elegir las ponderaciones de la función de coste para reflejar confianza en los mapas en estado estacionario usados por los controladores iniciales 24 y 25 para reducir cualquier sesgo inherente en los mapas que afecte al funcionamiento.

Obsérvese también que en esta implementación se supone que los puntos de configuración de generador son constantes en el futuro, pero si se dispone de conocimiento sobre el comportamiento de puntos de configuración de futuro a partir de la red u otra información de control, se puede incorporar fácilmente en la función de coste para producir un rendimiento transitorio incluso mejor.

5 Ahora se describirá el funcionamiento del optimizador con más detalle. La salida del optimizador es una serie de tiempo de  $du(t)$  que minimiza la función de coste  $J$  expresada anteriormente. Se apreciará que cada uno de los términos en  $J$  depende de  $u$ . Suponiendo que el sistema de modelado funciona sin limitaciones (véanse las limitaciones de ejemplo mencionadas anteriormente), el optimizador puede implementarse usando un modelo lineal. Esto proporciona una solución analítica para minimizar la función de coste de control predictivo, que es tanto fiable como rápida de calcular. En este ejemplo, la función del optimizador es de la forma de mínimos cuadrados:

$$du(t) = (R^T R + \rho I)^{-1} R^T \varepsilon$$

en la que  $du(t)$  son las acciones de control futuras (expresadas con respecto a  $\hat{u}$ ),  $R$  es la matriz dinámica y  $\varepsilon$  son los errores de seguimiento de puntos de configuración futuros ( $w_{demanda} - \hat{w}$ ).

15 Cuando el modelo incluye limitaciones, la ecuación se reitera usando el algoritmo de mínimos cuadrados de ponderaciones mixtas (MWLS) con el fin de satisfacer las limitaciones dentro de una tolerancia configurada. Se ha encontrado que una tolerancia de  $10^{-6}$  y un número máximo de reiteraciones configurado en 2000 es adecuado para las pruebas funcionales. Ambos de estos pueden relajarse si se requiere reducir la carga computacional. Para modelos no lineales, se deben usar técnicas de optimización generales para resolver los parámetros de control  $u$ .

20 El modelo lineal CARIMA se usa en el ejemplo de implementación ya que es sencillo y rápido de usar. Sin embargo, el optimizador puede hacer uso de un modelo no lineal tal como ARX no lineal (modelo autorregresivo con perturbación exógena), y NARMAX (modelo autorregresivo no lineal con promedio móvil y perturbación exógena), modelos de Hammerstein, Weiner y Volterra, modelos bilineales, redes neuronales, configuraciones difusas, así como códigos FAST (modelo de dinámica estructural y aerodinámica de fatiga) y VTS (un código de modelado de turbina propio basado en FLEX5 proporcionado por Vestas). Cuando se usan modelos no lineales, se necesita usar técnicas de optimización generales para resolver las señales de control. Otras implementaciones resultarán evidentes para un experto en la técnica, con el enfoque en la selección de una estructura de modelo que proporciona buenas predicciones al tiempo que es computacionalmente gestionable.

30 Ahora se hará referencia a la figura 8, que proporciona un resumen del método de control descrito en el ejemplo anterior. En la etapa S2, el controlador predictivo 27 recibe valores de  $u$  y  $v$  para la iteración actual del método.  $v$  es la matriz de valores de velocidad de viento recibidos del LIDAR 26, mientras que  $u$  es un conjunto de valores de una variable de control, correspondiente al mismo período de tiempo que el intervalo de tiempo actual para los valores velocidad de viento  $v$ . Se apreciará que la serie de tiempo de valores para  $u$  debe generarse previamente mediante el controlador predictivo en la iteración anterior del método. En la primera iteración del método, la serie de tiempo de  $u$  puede configurarse en un valor inicial, tal como en el valor predicho mediante los controladores iniciales 24 y 25 para las velocidades de viento instantáneas correspondientes. En iteraciones posteriores del método, el controlador predictivo 27 usa la serie de tiempo de  $u$  que se optimizó en la iteración anterior.

35 En la etapa S4, el controlador predictivo 27 genera entonces una serie de tiempo para la velocidad de generador predicha  $\hat{w}$  correspondiente al intervalo de tiempo para  $v$  y  $u$ . En la etapa S6, el valor instantáneo de la velocidad de viento se pasa a los controladores iniciales 24 y 25, y los controladores iniciales emiten un valor de referencia de  $u_0$  al controlador predictivo 27. La etapa S6 es opcional.

40 En la etapa S8, la función de coste se minimiza de la manera descrita anteriormente, y una serie de tiempo optimizada de valores para  $u$  se calcula en la etapa S10 correspondiente al conjunto de valores de  $u$  que minimizan la función de coste. En la etapa S12, el valor  $t=0$  para  $u$  se emite mediante el controlador predictivo 27 al sistema de actuador de turbina eólica. En la etapa S14, los valores de serie de tiempo para  $\hat{w}$ ,  $u$  y  $v$  se almacenan en la memoria en el controlador predictivo para usarse en etapas posteriores. La etapa S16 es una etapa opcional y se lleva a cabo si el modelo 31 debe actualizarse dados los valores de serie de tiempo recién calculados. En esta etapa, se detecta la velocidad de generador  $w$  y se alimenta en el bloque de control adaptativo 32 para que el modelo compare el valor predicho de  $\hat{w}$  con el valor real.

45 Entonces se repetirá el método ilustrado en la figura 8 para el siguiente instante de tiempo y la serie de tiempo se actualizará para eliminar el valor  $t=0$  valor y añadir un nuevo punto de datos para el último valor en la matriz.

50 En el ejemplo descrito anteriormente, el error de seguimiento se basa únicamente en la diferencia entre las velocidades de generador predicha y requerida. Sin embargo, es posible realizar un seguimiento de errores en otras variables, o bien por separado o bien en combinación, y usar estos como puntos de configuración en la función de reducción de coste para  $J_{seguimiento}$ . Las variables de error de seguimiento adecuadas incluyen las usadas como limitaciones en la expresión en estado estacionario, concretamente momentos de curvatura de raíz de pala, empuje de rotor, aceleración de parte superior de torre, momento de curvatura de parte inferior de torre y así sucesivamente.

En un ejemplo en el que se usan al menos la velocidad de generador  $w$  y el momento de curvatura de raíz de pala  $v$  como puntos de configuración, la función  $J_{\text{seguimiento}}$  puede escribirse como:

$$J_{\text{seguimiento}} = \gamma_1 \sum_{i=N_1}^{N_2} (w^{\text{demanda}}(t+i) - w^{\text{predicha}}(t+i))^2 + \gamma_2 \sum_{i=N_1}^{N_2} (v^{\text{demanda}}(t+i) - v^{\text{predicha}}(t+i))^2 + \dots$$

5 Los coeficientes  $\gamma_1$  y  $\gamma_2$  permiten dar a cada error de seguimiento de punto de configuración una ponderación, y por tanto incluirlo en la función de error de seguimiento u omitirlo. Por ejemplo, en la expresión anterior, si  $\gamma_2$  y cualquier coeficiente posterior se configuran a cero, mientras que  $\gamma_1$  es distinto de cero, la expresión se reduce a la del caso en el que únicamente se considera la diferencia en las velocidades de generador.

10 También se ha identificado que es particularmente útil para incorporar diferencias en el momento de curvatura de raíz de pala. Los expertos en la técnica apreciarán que es deseable mantener el momento de curvatura de raíz de pala dentro de parámetros configurados según instrucciones control de paso y de carga. El resultado de optimizar la función de coste según este parámetro será una optimización de señales de control de paso y/o de generador para emitirse como anteriormente. En una realización alternativa es posible calcular el error de seguimiento basándose únicamente en el momento de curvatura de raíz de pala, en cuyo caso la velocidad de generador debe limitarse de manera separada.

15 En una realización, el controlador predictivo puede usarse como herramienta de diagnóstico. Como el modelo 31 se está actualizando constantemente con el fin de predecir valores futuros de velocidad de generador, valores de referencia de control de paso y de control de potencia, es posible identificar situaciones en las que la turbina eólica no está funcionando correctamente. Esto puede lograrse comparando los valores predichos calculados mediante el modelo para los fines de control con valores que son representativos de condiciones de funcionamiento normales.  
 20 En esta realización la salida desde el controlador predictivo 27 y el modelo 31 alimenta a la memoria 33 y al clasificador 34, que está dispuesto para interpretar los datos e indicar a la red 16 la naturaleza de cualquier fallo que se detecte. Identificar un fallo de esta manera puede lograrse comparando los datos con valores umbral, concordancia de patrones o cualquier otra técnica matemática conocida.

25 El ejemplo descrito anteriormente usa una función de coste que tiene en cuenta el control tanto de paso como de potencia, pero como se observa en el texto será posible implementar un sistema más simple en el que únicamente se use una u otra de las referencias. Además, se apreciará que el controlador predictivo puede incorporarse en uno o más de control de carga tanto parcial como total.

30 Aunque se ha descrito un ejemplo de la invención usando un sistema LIDAR, se apreciará que puede usarse cualquier sistema sensor de viento que detecta el viento incidente en una posición o distancia apropiada en frente de la turbina eólica. Un ejemplo de este tipo es un anemómetro montado en un mástil, así como otro aparato anemómetro de tipo Doppler tal como SODAR y RADAR. Sin embargo se prefieren aparatos LIDAR ya que pueden instalarse fácilmente para cada turbina eólica individual y ofrecer un método de detección rápido y fiable.

**REIVINDICACIONES**

1. Turbina eólica que comprende:
  - una o más palas de rotor;
  - 5 un sistema de actuador de paso para ajustar el ángulo de paso de la una o más palas de rotor de turbina eólica;
  - un generador;
  - un sensor de viento para detectar la velocidad de viento incidente al menos en una primera posición que está a una distancia predeterminada en frente de la una o más palas de rotor; y
  - 10 un controlador acoplado al sensor de viento para proporcionar una señal de control de salida para la turbina eólica, en la que el controlador está dispuesto de una de manera cíclica para realizar repetidamente las etapas de:
    - a) recibir valores desde el sensor de viento de la velocidad de viento incidente a la distancia predeterminada en frente de la turbina eólica;
    - 15 b) generar una representación de serie de tiempo de la velocidad de viento incidente para un período de tiempo futuro;
    - c) postular una serie de tiempo de valores para una señal de control de salida para un período de tiempo futuro;
    - d) optimizar la serie de tiempo de valores para la señal de control de salida basándose en minimizar una función de coste, en la que la función de coste incluye términos que definen aspectos del funcionamiento de la turbina eólica;
    - 20 e) emitir una señal de control basándose en la serie de tiempo de valores optimizada en la etapa d), siendo la señal de control el valor inmediato en la serie de tiempo de la señal de control.
2. Turbina eólica según la reivindicación 1, en la que la señal de control de salida es una señal de referencia de paso de pala emitida al sistema de actuación de paso.
- 25 3. Turbina eólica según la reivindicación 1 ó 2, en la que la señal de control de salida es una referencia de potencia de generador emitida al generador.
4. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que la función de coste contiene un término que representa la diferencia entre una representación de serie de tiempo de la velocidad requerida del generador, y una representación de serie de tiempo de futuro de la velocidad de generador predicha.
- 30 5. Turbina eólica según la reivindicación 4, en la que en la representación de serie de tiempo de la velocidad de generador predicha se calcula basándose en la representación de serie de tiempo de la velocidad de viento incidente para un período de tiempo futuro, y los valores de serie de tiempo de la señal de control.
6. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que la función de coste contiene un término que representa la diferencia entre una representación de serie de tiempo del momento de curvatura de raíz de pala deseado, y una representación de serie de tiempo de futuro del momento de curvatura de raíz de pala predicho.
- 35 7. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que la función de coste contiene un término que representa el grado en el que se permiten cambios en el valor de la señal de control.
8. Turbina eólica según cualquier reivindicación anterior, en la que el controlador está dispuesto para recibir uno o más valores de referencia óptimos para la señal de control, basándose en una velocidad de viento medida en la turbina eólica.
- 40 9. Turbina eólica según la reivindicación 8, en la que la función de coste contiene un término que representa el grado en el que se permite que la serie de tiempo de valores para la señal de control de salida una vez optimizada difiera de los valores de referencia óptimos.
- 45 10. Turbina eólica según la reivindicación 1, en la que el sensor de viento es un anemómetro de tipo Doppler.
11. Método de control de una turbina eólica, teniendo la turbina eólica una o más palas de rotor, un sistema de actuador de paso para ajustar el ángulo de paso de la una o más palas de rotor de turbina eólica, un generador; un sensor de viento para detectar la velocidad de viento incidente al menos en una primera posición a una distancia predeterminada en frente de la una o más palas de rotor, y un controlador acoplado

al sensor de viento para proporcionar una señal de control de salida para la turbina eólica, comprendiendo el método en el controlador, de manera cíclica, realizar repetidamente las etapas de:

- a) recibir valores desde el sensor de viento de la velocidad de viento incidente a la distancia predeterminada en frente de la turbina eólica;
- 5 b) generar una representación de serie de tiempo de la velocidad de viento incidente para un período de tiempo futuro;
- c) postular una serie de tiempo de valores de una señal de control de salida para un período de tiempo futuro;
- 10 d) optimizar la serie de tiempo de valores para la señal de control de salida basándose en minimizar una función de coste, en el que la función de coste incluye términos que definen aspectos del funcionamiento de la turbina eólica;
- e) emitir una señal de control basándose en la serie de tiempo de valores optimizada en la etapa d), siendo la señal de control el valor inmediato en la serie de tiempo de la señal de control.
- 12. Método según la reivindicación 11, que comprende emitir como señal de control una señal de referencia de paso de pala para controlar el sistema de actuación de paso.
- 15 13. Método según la reivindicación 11, que comprende emitir como señal de control una referencia de potencia de generador emitida para controlar el generador.
- 14. Método según cualquiera de las reivindicaciones 11 a 13, en el que la función de coste contiene un término que representa la diferencia entre una representación de serie de tiempo de la velocidad requerida del generador, y una representación de serie de tiempo de futuro de la velocidad de generador predicha.
- 20 15. Método según la reivindicación 14, en el que la representación de serie de tiempo de la velocidad de generador predicha se calcula basándose en la representación de serie de tiempo de la velocidad de viento incidente para un período de tiempo futuro, y los valores de serie de tiempo de la señal de control.
- 16. Método según cualquiera de las reivindicaciones 11 a 15, en el que la función de coste contiene un término que representa la diferencia entre una representación de serie de tiempo del momento de curvatura de raíz de pala deseado, y una representación de serie de tiempo de futuro del momento de curvatura de raíz de pala predicho.
- 25 17. Método según cualquiera de las reivindicaciones 11 a 16, en el que la función de coste contiene un término que representa el grado en el que se permiten cambios en el valor de la señal de control.
- 30 18. Método según cualquiera de las reivindicaciones 11 a 17, que comprende, en el controlador, recibir uno o más valores de referencia óptimos para la señal de control, basándose en una velocidad de viento medida en la turbina eólica.
- 19. Método según la reivindicación 17, en el que la función de coste contiene un término que representa el grado en el que se permite que la serie de tiempo de valores para la señal de control de salida una vez optimizada difiera de los valores de referencia óptimos.
- 35 20. Método según la reivindicación 1, en el que el sensor de viento es un anemómetro de tipo Doppler.
- 21. Aparato para controlar el funcionamiento de una turbina eólica, comprendiendo la turbina eólica: una o más palas de rotor; un sistema de actuador de paso para ajustar el ángulo de paso de la una o más palas de rotor de turbina eólica; un generador; y un sensor de viento para detectar la velocidad de viento incidente al menos en una primera posición que está a una distancia predeterminada en frente de la una o más palas de rotor; comprendiendo el aparato:
- 40 un controlador acoplado al sensor de viento para proporcionar una señal de control de salida para la turbina eólica, en el que el controlador está dispuesto de manera cíclica para realizar repetidamente las etapas de:
- a) recibir valores desde el sensor de viento de la velocidad de viento incidente a la distancia predeterminada en frente de la turbina eólica;
- 45 b) generar una representación de serie de tiempo de la velocidad de viento incidente para un período de tiempo futuro;
- c) postular una serie de tiempo de valores para una señal de control de salida para un período de tiempo futuro;
- 50 d) optimizar la serie de tiempo de valores para la señal de control de salida basándose en minimizar una

función de coste, en el que la función de coste incluye términos que definen aspectos del funcionamiento de la turbina eólica;

e) emitir una señal de control basándose en la serie de tiempo de valores optimizada en la etapa d), siendo la señal de control el valor inmediato en la serie de tiempo de la señal de control.

- 5 22. Producto de programa informático que contiene código informático, que cuando se ejecuta en un ordenador realiza el método según cualquiera de las reivindicaciones 10 a 20.

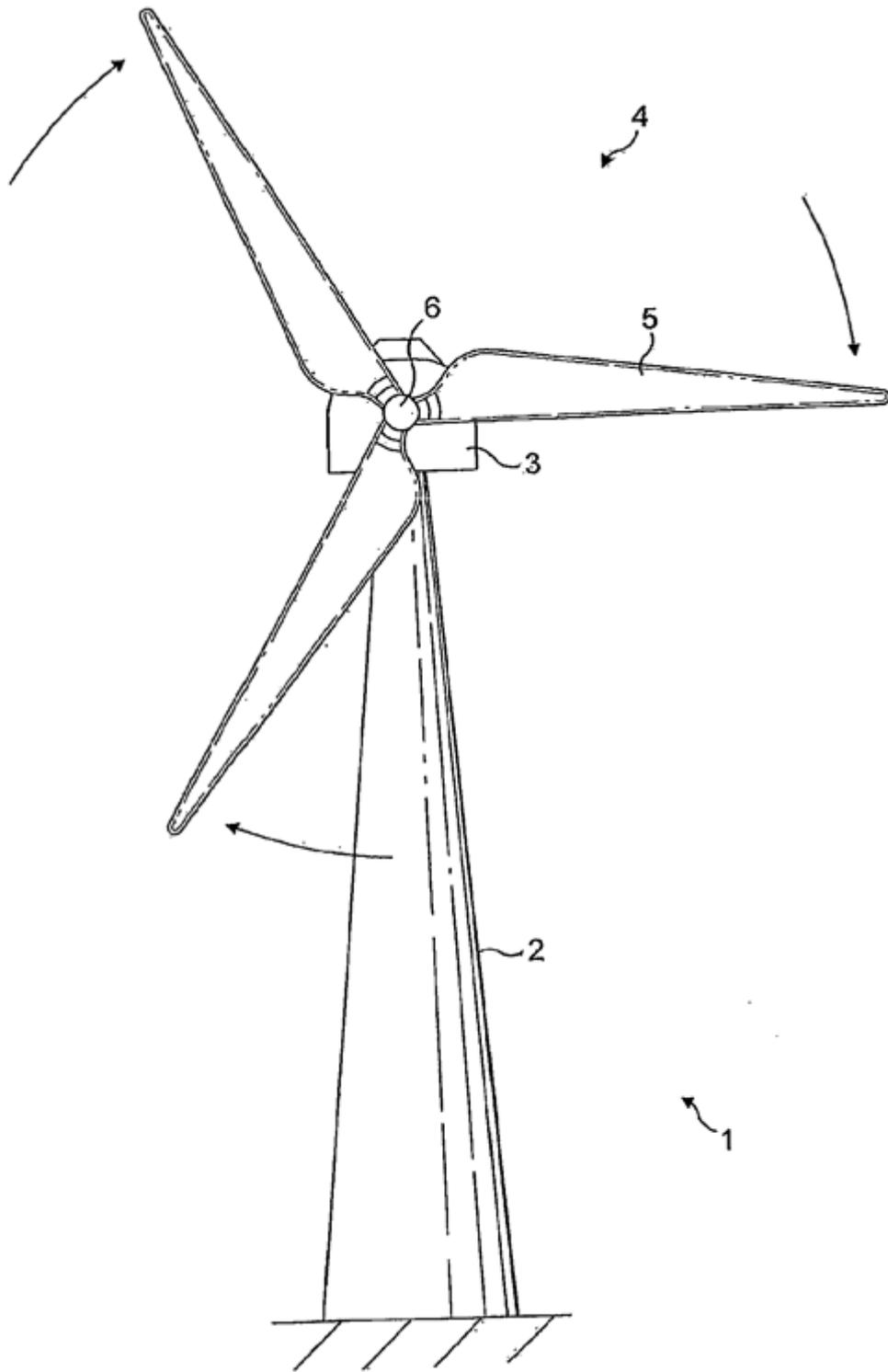


Figura 1

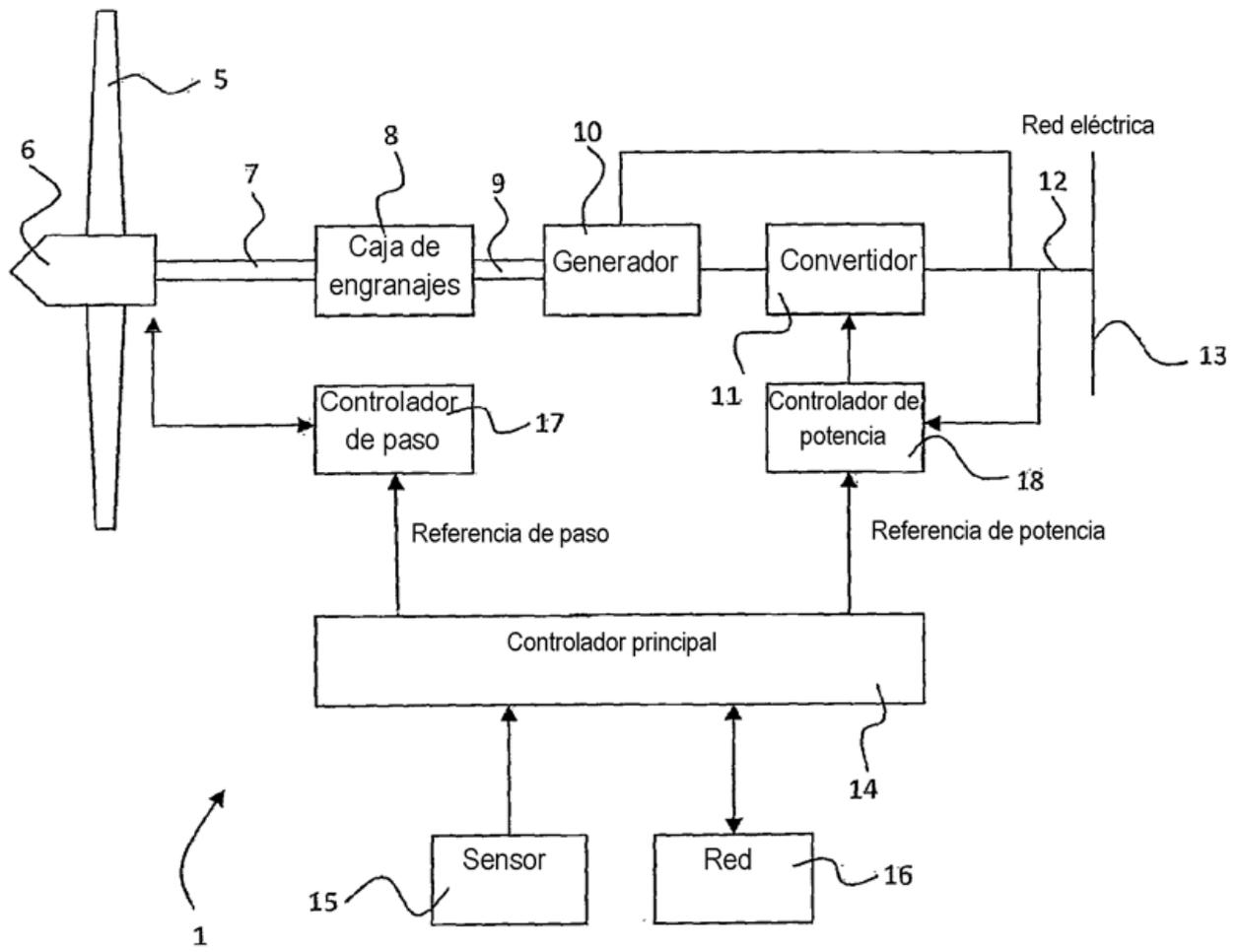


Figura 2

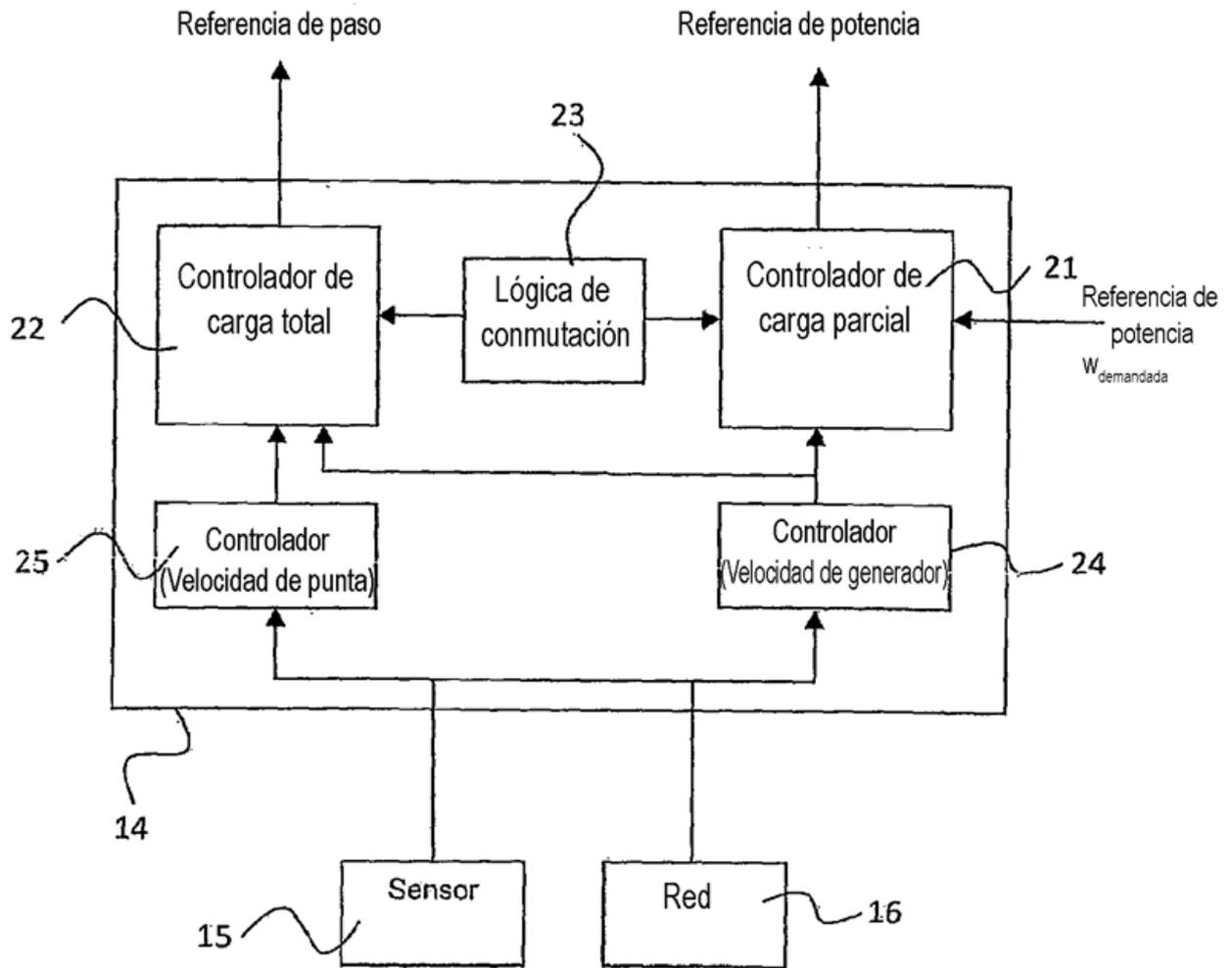
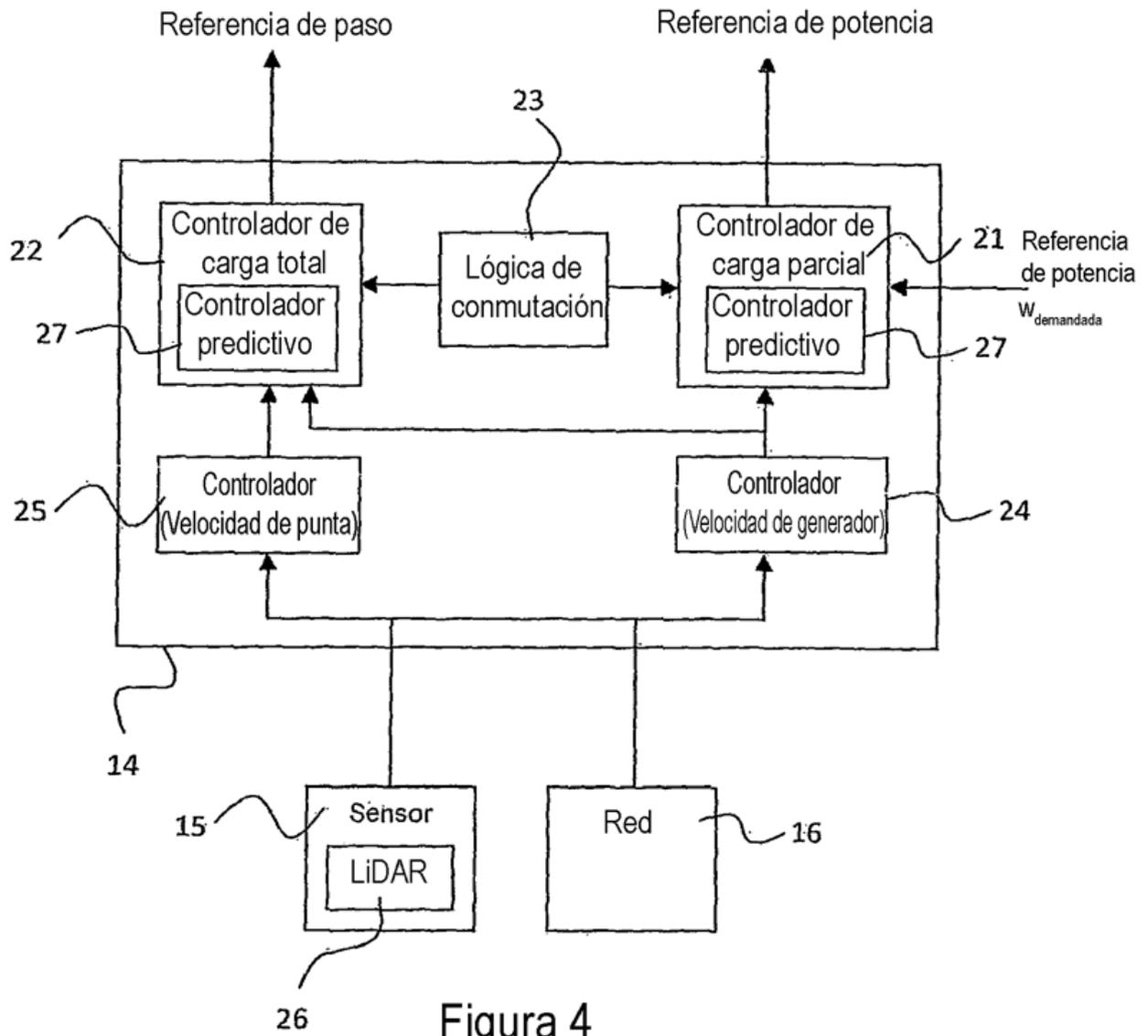


Figura 3



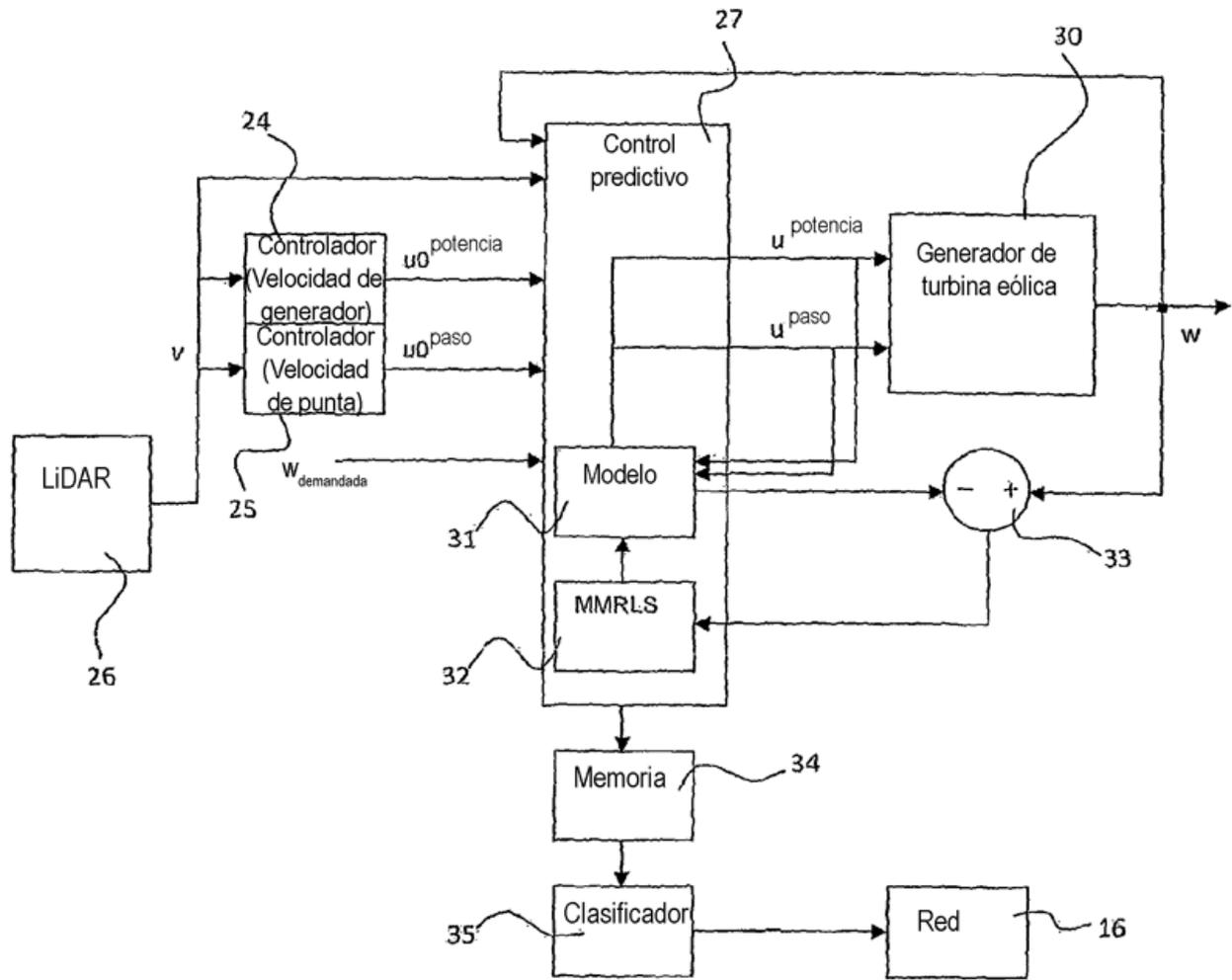


Figura 5

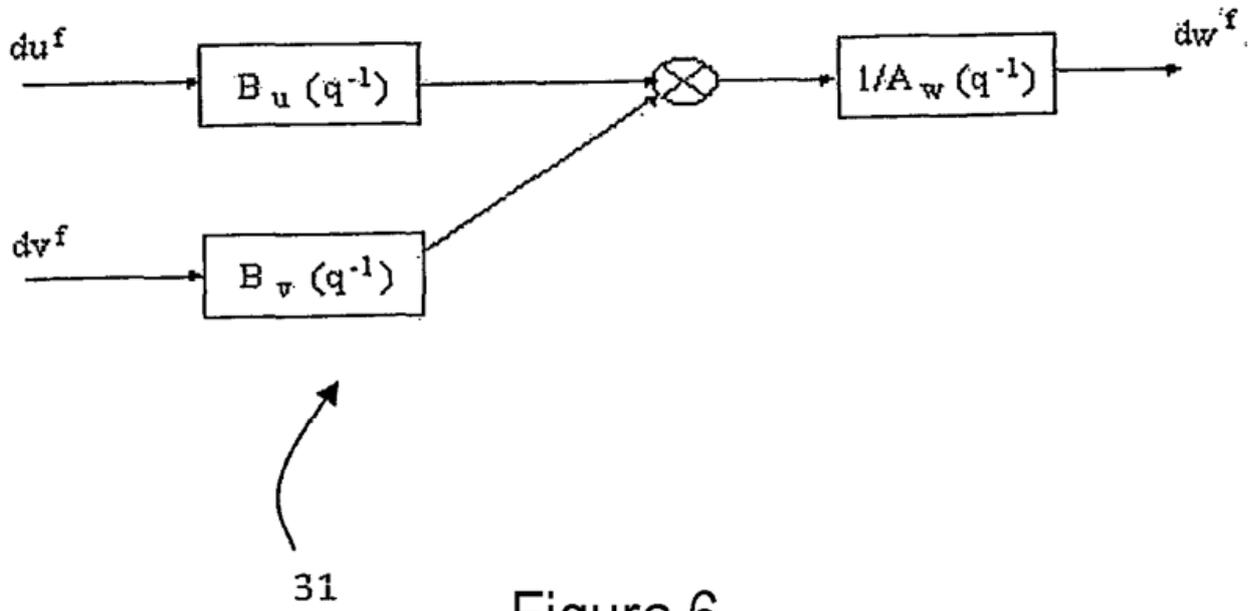


Figura 6

