

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 593 135**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **13.12.2011** **E 11193317 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **17.08.2016** **EP 2466126**

54 Título: **Aparato y procedimiento de operación de una turbina eólica en mar abierto**

30 Prioridad:

20.12.2010 US 973315

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

05.12.2016

73 Titular/es:

**GENERAL ELECTRIC COMPANY (100.0%)
1 River Road
Schenectady, NY 12345, US**

72 Inventor/es:

**KOOIJMAN, HENK-JAN y
BRAICKS, AXEL**

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 593 135 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

Aparato y procedimiento de operación de una turbina eólica en mar abierto

La materia objeto que se describe en este documento se refiere en general a procedimientos y sistemas para la operación de una turbina eólica en mar abierto y, más particularmente, a procedimientos y sistemas para la operación de un control para una turbina eólica en mar abierto.

En general, una turbina eólica incluye una turbina que tiene un rotor que incluye un conjunto de buje giratorio que tiene múltiples palas. Las palas transforman la energía del viento en un par de rotación mecánica que acciona uno o más generadores a través del rotor. Los generadores se pueden acoplar en rotación al rotor a través de una caja de engranajes. La caja de engranajes intensifica la velocidad de rotación inherentemente baja del rotor para que el generador convierta eficientemente la energía mecánica de rotación en energía eléctrica, que se alimenta a una red de suministro eléctrico a través de al menos una conexión eléctrica. También existen turbinas eólicas de accionamiento directo sin engranajes. El rotor, el generador, la caja de engranajes y otros componentes se montan típicamente dentro de una carcasa, o góndola, que está colocada en la parte superior de una base que puede ser un puntal o torre tubular.

Algunas configuraciones de turbinas eólicas incluyen generadores de inducción de doble alimentación (DFIGs). Estas configuraciones también pueden incluir convertidores de energía que se utilizan para convertir una frecuencia de la energía eléctrica generada a una frecuencia sustancialmente similar a una frecuencia de red de suministro eléctrico. Además, tales convertidores, en conjunción con el DFIG, también transmiten la energía eléctrica entre la red de suministro eléctrico y el generador, así como potencia de excitación del generador de transmisión a un rotor del generador bobinado desde una de las conexiones a la conexión a la red de servicios eléctricos. Alternativamente, algunas configuraciones de turbinas eólicas incluyen, pero no se limitan a, tipos alternativos de generadores de inducción, generadores síncronos de imán permanente (PM) y generadores síncronos excitados eléctricamente y generadores de reluctancia conmutados. Estas configuraciones alternativas también pueden incluir convertidores de energía que se utilizan para convertir las frecuencias, como se describe anteriormente, y transmitir la energía eléctrica entre la red de suministro eléctrico y el generador.

Las turbinas eólicas conocidas tienen una pluralidad de componentes mecánicos y eléctricos. Cada componente eléctrico y/o mecánico puede tener limitaciones operativas independientes o diferentes, tales como límites de corriente, tensión, potencia y/o temperatura, que otros componentes. Por otra parte, las turbinas eólicas conocidas suelen estar diseñadas y/o montadas con límites predefinidos de potencia nominal. Para operar dentro de los límites de potencia nominal, los componentes eléctricos y/o mecánicos pueden ser operados con grandes márgenes para las limitaciones de operación. Dicha operación puede resultar en una operación de la turbina eólica ineficaz, y la capacidad de generación de energía de la turbina eólica puede ser subutilizada.

Las turbinas eólicas típicas son operadas mediante un control de la turbina eólica que implementa particularmente el control de cabeceo por la rotación de las palas del rotor alrededor de un eje de cabeceo. Esto es, estos sistemas de control están diseñados para regular la velocidad del rotor de la turbina eólica mediante el establecimiento de los ángulos de las palas, es decir, el cabeceo de las palas con respecto al flujo de aire. El cabeceo de las palas para disminuir la velocidad del rotor generalmente resulta en una disminución de la carga que actúa sobre algunos de los componentes de la turbina eólica, tales como las palas, el rotor, o la torre de viento.

En general, un aumento de la velocidad del viento que incide sobre las palas del rotor provoca un aumento de la velocidad del rotor. En condiciones tales como fuertes vientos en el área de la turbina eólica, la velocidad del rotor puede llegar a superar un valor umbral correspondiente a la velocidad máxima admisible de la turbina eólica (es decir, un exceso de velocidad).

Al menos algunos sistemas de control conocidos que implementan un control de cabeceo están diseñados para el control de la velocidad del rotor mediante la determinación de los valores reales del mismo y disminuyendo aerodinámicamente la velocidad del rotor al aumentar el ángulo de cabeceo de las palas tan pronto como se alcanza la "velocidad nominal". La velocidad del viento nominal es la velocidad mínima del viento a la altura del buje en la que se alcanza la potencia nominal de una turbina eólica en el caso de un viento constante y sin turbulencias. La velocidad del viento nominal y la potencia nominal es típicamente una constante para una turbina eólica, y los fabricantes de turbinas eólicas normalmente proporcionan información sobre las mismas.

En esta situación, una disminución repentina de la velocidad del rotor mediante el cabeceo de las palas puede dar lugar a un aumento particularmente significativo de la carga que actúa sobre los componentes de la turbina eólica. Un aumento de carga significativo influye negativamente en la vida útil de la turbina. Por lo menos en algunos sistemas de control de cabeceo conocidos, el control de cabeceo acciona la velocidad del rotor de nuevo a o por debajo de un cierto valor de consigna de la turbina eólica.

El aumento y la posterior disminución del ángulo de cabeceo generalmente resulta en fuerzas alternas que actúan sobre la torre. En algunos casos, estas fuerzas alternas pueden excitar los modos resonantes de la torre y dar lugar a una vibración resonante de la torre. Esta vibración resonante de la torre puede requerir el cierre de la turbina eólica cuando la vibración excede de un límite máximo permitido. Un evento de cierre generalmente implica una pérdida de

la capacidad para generar energía mediante la turbina eólica.

Las turbinas eólicas en mar abierto, además, están expuestas a las condiciones del agua que impacta la base de la turbina eólica. Las condiciones del agua pueden proporcionar una carga constante adicional y también pueden estimular el sistema en una frecuencia de resonancia. Pueden provocar oscilaciones no deseadas. Esto puede conducir a daños o envejecimiento prematuro de la turbina eólica.

5 Por consiguiente, es deseable proporcionar un procedimiento y una turbina eólica capaz de implementar un control de la turbina eólica que evite una alta carga sobre los componentes de la turbina eólica y disminuye el riesgo de una parada de la turbina eólica debido a un estado de sobrecarga o fatiga de la turbina eólica.

10 El documento US 2010045038 se refiere a un procedimiento para operar una turbina eólica en mar abierto, simulando este procedimiento una condición del agua y utiliza el resultado para influenciar en el control de la turbina eólica.

El documento US 2008 118 342 comprende un procedimiento para operar una turbina eólica en mar abierto, que mide la velocidad o dirección del agua y utiliza el resultado para el control de la turbina.

15 Diversos aspectos y realizaciones de la presente invención, como se define por las reivindicaciones adjuntas, se proporcionan de este modo.

Varios aspectos, ventajas y características de la presente invención son evidentes a partir de las reivindicaciones dependientes, de la descripción y de los dibujos adjuntos, en los que:

La figura 1 es una vista en perspectiva de una porción de una turbina eólica ejemplar.

20 La figura 2 es una vista esquemática de un sistema eléctrico y de control ejemplar adecuado para uso con la turbina eólica que se muestra en la figura 1.

La figura 3 es una vista en perspectiva de una turbina eólica en mar abierto ejemplar.

La figura 4 es una vista en perspectiva de una turbina eólica en mar abierto ejemplar.

La figura 5 es una curva de potencia de ejemplo en dependencia de la velocidad del viento.

La figura 6 es una curva de carga de ejemplo en dependencia de la velocidad del viento.

25 La figura 7 es una curva de potencia de ejemplo en dependencia de la velocidad del viento.

La figura 8 es una curva de carga de ejemplo en dependencia de la velocidad del viento.

La figura 9 muestra varios ejemplos de curvas de carga en dependencia de la velocidad del viento.

La figura 10 muestra varios ejemplos de curvas de carga en dependencia de la velocidad del viento.

La figura 11 muestra un diagrama de la potencia de limitación de pico en dependencia de la carga del agua.

30 Ahora se hará referencia en detalle a las diversas realizaciones, uno o más ejemplos de los cuales se ilustran en cada figura. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación y no pretende ser una limitación. Por ejemplo, las características ilustradas o descritas como parte de una realización se pueden utilizar en o junto con otras realizaciones para producir otras realizaciones. Se pretende que la presente divulgación incluya tales modificaciones y variaciones.

35 Las realizaciones descritas en este documento incluyen una turbina eólica y un procedimiento para operar una turbina eólica que reduzca o evite una carga no deseada y las oscilaciones de la turbina eólica. De esta manera, se evita que la turbina eólica se dañe o envejezca de manera prematura.

40 Tal como se utiliza aquí, el término "pala" pretende ser representativo de cualquier dispositivo que proporcione una fuerza de reacción cuando está en movimiento con respecto a un fluido circundante. Tal como se utiliza aquí, el término "turbina eólica" pretende ser representativo de cualquier dispositivo que genere energía de rotación a partir de energía eólica, y más específicamente, convierte la energía cinética del viento en energía mecánica. El término "turbina eólica" puede utilizarse como sinónimo del término "sistema de turbina eólica". Incluye la estructura de soporte de la turbina eólica, tal como la torre o la base, así como la góndola, el buje y el rotor. En particular, tal como se entiende en el presente documento el término "turbina eólica" incluye esa parte de la turbina eólica que se coloca por debajo de la superficie del agua. El término "control de turbina eólica" se refiere a cualquier dispositivo que controle al menos una operación de la turbina eólica. El término se utiliza como sinónimo de "controlador de turbina" o "sistema de control". Tal como se utiliza en el presente documento, el término "control de turbina eólica" particularmente incluye el control de cabeceo de las palas del rotor.

45 La figura 1 es una vista en perspectiva de una porción de una turbina eólica 100 ejemplar. La turbina eólica 100

incluye una góndola 102 que aloja un generador (no mostrado en la figura 1). La góndola 102 está montada en una torre 104 (una parte de torre 104 se muestra en la figura 1). La torre 104 puede tener cualquier altura adecuada que facilita la operación de la turbina eólica 100 como se describe en el presente documento. La turbina eólica 100 también incluye un rotor 106 que incluye tres palas 108 unidas a un buje giratorio 110. Alternativamente, la turbina eólica 100 incluye cualquier número de palas 108 que facilitan la operación de la turbina eólica 100 como se describe en el presente documento. De acuerdo con los aspectos descritos en este documento, las palas del rotor son giradas por un sistema de accionamiento 112 de cabeceo. El sistema de accionamiento de cabeceo es típicamente el interior del buje y/o la pala del rotor. En la realización ejemplar, la turbina eólica 100 incluye una caja de engranajes (no mostrada en la figura 1) acoplada operativamente al rotor 106 y un generador (no mostrado en la figura 1).

La figura 2 es una vista esquemática de un sistema 200 eléctrico y de control ejemplar que puede utilizarse con la turbina eólica 100. El rotor 106 incluye unas palas 108 acopladas al buje 110. El rotor 106 también incluye un árbol de baja velocidad 112 acoplado de forma giratoria al buje 110. El árbol de baja velocidad 112 está acoplado a una caja de engranajes 114 de multiplicación que está configurada para intensificar la velocidad de rotación del árbol de baja velocidad 112 y transferir esa velocidad a un árbol de alta velocidad 116. En la realización ejemplar, la caja de engranajes 114 tiene una relación de multiplicación de aproximadamente 70:1. Por ejemplo, el árbol de baja velocidad 112 que gira a aproximadamente 20 revoluciones por minuto (rpm) acoplado a la caja de engranajes 114 con una relación de multiplicación de aproximadamente 70:1 genera una velocidad para el árbol de alta velocidad 116 de aproximadamente 1400 rpm. Alternativamente, la caja de engranajes 114 tiene cualquier relación de multiplicación adecuada, que facilita la operación de la turbina eólica 100 como se describe en el presente documento. Como una alternativa adicional, la turbina eólica 100 incluye un generador de accionamiento directo que está acoplado de manera giratoria al rotor 106 sin ninguna caja de engranajes intermedia.

El árbol de alta velocidad 116 está acoplado de forma giratoria al generador 118. En la realización ejemplar, el generador 118 es un generador de rotor bobinado, de tres fases, de inducción de doble alimentación (asíncrono) (DFIG) que incluye un estator 120 del generador magnéticamente acoplado a un rotor 122 del generador. En una realización alternativa, el rotor 122 del generador incluye una pluralidad de imanes permanentes en lugar de bobinas del rotor.

El sistema 200 eléctrico y de control incluye un controlador 202 de la turbina. El controlador 202 de la turbina incluye al menos un procesador y una memoria, al menos un canal de entrada del procesador, al menos un canal de salida del procesador, y puede incluir al menos un ordenador (ninguno se muestra en la figura 2). Como se utiliza en el presente documento, el término ordenador no se limita a circuitos integrados a los que se hace referencia en la técnica como un ordenador, sino que se refiere ampliamente a un procesador, un microcontrolador, un microprocesador, un controlador lógico programable (PLC), un circuito integrado de aplicación específica, y otros circuitos programables (no se muestran en la figura 2), y estos términos se usan indistintamente en el presente documento. En la realización ejemplar, la memoria puede incluir, pero no está limitado a, un medio legible por ordenador, tal como una memoria de acceso aleatorio (RAM) (ninguna se muestra en la figura 2). Alternativamente, uno o más dispositivos de almacenamiento, tal como un disquete, un disco compacto de sólo lectura (CD-ROM), un disco magneto-óptico (MOD), y/o un disco digital versátil (DVD) (ninguno se muestra en la figura 2) también pueden ser utilizados. Además, en la realización ejemplar, los canales de entrada adicionales (no mostrados en la figura 2) puede ser, pero no se limitan a, periféricos de ordenador asociados con una interfaz de operador, tal como un ratón y un teclado (no mostrados en la figura 2). Además, en la realización ejemplar, los canales de salida adicionales pueden incluir, pero no se limitan a, un monitor de interfaz de operador (no se muestra en la figura 2).

Los procesadores para el controlador 202 de la turbina procesan información transmitida desde una pluralidad de dispositivos eléctricos y electrónicos que pueden incluir, pero no se limitan a, transductores de tensión y de corriente. Una RAM y/o dispositivos de almacenamiento almacenan y transfieren información e instrucciones para ser ejecutadas mediante el procesador. Una RAM y/o dispositivos de almacenamiento también se pueden utilizar para almacenar y proporcionar variables temporales, información estática (es decir, sin cambios) e instrucciones, u otra información intermedia a los procesadores durante la ejecución de las instrucciones mediante los procesadores. Las instrucciones que se ejecutan incluyen, pero no se limitan a, la conversión residente y/o algoritmos de comparación. La ejecución de secuencias de instrucciones no está limitada a ninguna combinación específica de circuitos de hardware e instrucciones de software.

El estator 120 del generador está acoplado eléctricamente a un interruptor 206 de sincronización del estator a través de un bus 208 del estator. En una realización ejemplar, para facilitar la configuración del DFIG, el rotor 122 del generador está acoplado eléctricamente a un conjunto 210 de conversión de energía bidireccional a través de un bus 212 del rotor. Alternativamente, el rotor 122 del generador está acoplado eléctricamente al bus 212 del rotor a través de cualquier otro dispositivo que facilite la operación del sistema 200 eléctrico y de control como se describe en el presente documento. Como una alternativa adicional, el sistema 200 eléctrico y de control está configurado como un sistema de conversión de plena potencia (no mostrado) que incluye un conjunto de conversión de plena potencia (no mostrado en la figura 2) similar en diseño y operación al conjunto 210 de conversión de potencia y acoplado eléctricamente al estator 120 del generador. El conjunto de conversión de potencia completa facilita la canalización de la energía eléctrica entre el estator 120 del generador y una transmisión de energía eléctrica y la red de distribución (no mostrada). En la realización ejemplar, el bus 208 del estator transmite potencia trifásica desde el

estator 120 del generador al interruptor 206 de sincronización del estator. El bus 212 del rotor transmite potencia trifásica desde el rotor 122 del generador al conjunto 210 de conversión de energía. En la realización ejemplar, el interruptor 206 de sincronización del estator está acoplado eléctricamente a un interruptor 214 del circuito transformador principal a través de un bus 216 del sistema. En una realización alternativa, uno o más fusibles (no mostrados) se utilizan en lugar de interruptor 214 del circuito transformador principal. En otra realización, no se utiliza ni fusibles ni el interruptor 214 de circuito transformador principal.

El conjunto 210 de conversión de potencia incluye un filtro 218 del rotor que está acoplado eléctricamente al rotor 122 del generador a través del bus 212 del rotor. Un bus 219 de filtro del rotor acopla eléctricamente el filtro 218 del rotor a un convertidor 220 de energía del lado del rotor, y el convertidor 220 de energía del lado del rotor está acoplado eléctricamente a un convertidor 222 de energía del lado de la línea. El convertidor 220 de energía del lado del rotor y un convertidor 222 de energía del lado de la línea son puentes convertidores de energía que incluyen semiconductores de potencia (no mostrados). En la realización ejemplar, el convertidor 220 de energía del lado del rotor y el convertidor 222 de energía del lado de la red están configurados en una configuración de tres fases, configuración de modulación de ancho de pulso (PWM) que incluye dispositivos de conmutación transistor bipolar de puerta aislada (IGBT) (no mostrados en la figura 2) que operan como se conoce en la técnica. Por otra parte, el convertidor 220 de energía del lado del rotor y el convertidor 222 de energía del lado de la línea no tienen ninguna configuración que utilice cualquier dispositivo de conmutación que facilite la operación del sistema 200 eléctrico y de control como se describe en el presente documento. El conjunto 210 de conversión de energía está acoplado en comunicación electrónica de datos con el controlador 202 de la turbina para controlar la operación del convertidor 220 de energía del lado del rotor y el convertidor 222 de energía del lado de la línea.

En el ejemplo de realización, un bus 223 convertidor de energía del lado de la línea acopla eléctricamente el convertidor 222 de energía del lado de la línea a un filtro de línea 224. Además, un bus de línea 225 acopla eléctricamente el filtro de línea 224 a un contactor de línea 226. Por otra parte, el contactor 226 de línea está acoplado eléctricamente a un disyuntor 228 de circuito de conversión a través de un bus 230 del disyuntor de circuito de conversión. Además, el disyuntor 228 de circuito de conversión está acoplado eléctricamente al disyuntor 214 de circuito de transformador principal a través del bus de sistema 216 y un bus de conexión 232. Alternativamente, el filtro de línea 224 está acoplado eléctricamente al bus de sistema 216 directamente a través del bus de conexión 232 e incluye cualquier esquema de protección adecuado (no mostrado) configurado para tener en cuenta la eliminación del contactor de línea 226 y el disyuntor 228 de circuito de conversión del sistema 200 eléctrico y de control. El disyuntor 214 de circuito transformador principal está acoplado eléctricamente a un transformador 234 de alimentación principal eléctrico a través de un bus 236 del lado del generador. El transformador principal 234 está acoplado eléctricamente a un disyuntor 238 de circuito de red a través de un bus 240 del lado del disyuntor. El disyuntor 238 de circuito de red está conectado a la red de transmisión y de distribución de energía eléctrica a través de un bus 242 de red. En una realización alternativa, el transformador principal 234 está acoplado eléctricamente a uno o más fusibles (no mostrados), en lugar de al disyuntor 238 de circuito de red, a través del bus 240 del lado del disyuntor. En otra realización, no se utilizan ni fusibles ni un disyuntor 238 del circuito de red, sino más bien el transformador principal 234 está acoplado a la red de transmisión y de distribución de energía eléctrica a través del bus 240 del lado del disyuntor y el bus de red 242.

En la realización ejemplar, el convertidor 220 de energía del lado del rotor está acoplado en comunicación eléctrica con el convertidor 222 de energía del lado de la línea a través de un solo enlace de corriente continua (CC) 244. Por otra parte, el convertidor 220 de energía del lado del rotor y el convertidor 222 de energía del lado de la línea se acoplan eléctricamente a través de enlaces de CC individuales y separados (no mostrados en la figura 2). El enlace de CC 244 incluye un carril positivo 246, un carril negativo 248, y al menos un condensador 250 acoplado entre el carril positivo 246 y el carril negativo 248. Alternativamente, el condensador 250 incluye uno o más condensadores configurados en serie y/o en paralelo entre el carril positivo 246 y el carril negativo 248.

El controlador 202 de la turbina está configurado para recibir una pluralidad de señales de medición de corriente eléctrica y de tensión desde un primer conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 252. Por otra parte, el controlador 202 de la turbina está configurado para monitorizar y controlar al menos algunas de las variables operacionales asociadas con la turbina eólica 100. En la realización ejemplar, cada uno de tres sensores de tensión y de corriente eléctrica 252 están acoplados eléctricamente a cada una de las tres fases del bus de red 242. Alternativamente, los sensores de tensión y corriente eléctrica 252 están acoplados eléctricamente al bus del sistema 216. Como una alternativa adicional, los sensores de tensión y de corriente eléctrica 252 están acoplados eléctricamente a cualquier parte del sistema 200 eléctrico y de control que facilita el funcionamiento del sistema 200 eléctrico y de control como se describe aquí. Como alternativa adicional, el controlador 202 de la turbina está configurado para recibir cualquier número de señales de medición de corriente eléctrica y de tensión desde cualquier número de sensores 252 de tensión y de corriente eléctrica, incluyendo, pero no limitado a una señal de medición de tensión y de corriente eléctrica desde un transductor.

Como se muestra en la figura 2, el sistema 200 eléctrico y de control también incluye un controlador 262 del convertidor que está configurado para recibir una pluralidad de señales de medición de corriente eléctrica y tensión. Por ejemplo, en una realización, el controlador 262 del convertidor recibe las señales de medición de corriente eléctrica y de tensión desde un segundo conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 254 acoplados en comunicación electrónica de datos con el bus 208 del estator. El controlador 262 del convertidor recibe un tercer

conjunto de señales de medición de corriente eléctrica y de tensión desde un tercer conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 256 acoplados en comunicación electrónica de datos con el bus 212 del rotor. El controlador 262 del convertidor también recibe un cuarto conjunto de señales de medición de corriente eléctrica y de tensión desde un cuarto conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 264 acoplados en comunicación electrónica de datos con el bus 230 del disyuntor del circuito de conversión. El segundo conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 254 es sustancialmente similar al primer conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 252, y el cuarto conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 264 es sustancialmente similar al tercer conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 256. El controlador 262 del convertidor es sustancialmente similar al controlador 202 de la turbina y está acoplado en comunicación electrónica de datos con controlador 202 de la turbina. Por otra parte, en la realización ejemplar, el controlador 262 del convertidor está integrado físicamente dentro del conjunto de conversión de energía 210. Alternativamente, el controlador 262 del convertidor tiene cualquier configuración que facilite la operación del sistema 200 eléctrico y de control como se describe en el presente documento.

Durante la operación, el viento impacta con las palas 108 y las palas 108 transforman la energía del viento en un par de rotación mecánica que acciona de manera giratoria el árbol de baja velocidad 112 a través del buje 110. El árbol de baja velocidad 112 acciona la caja de engranajes 114 que posteriormente multiplica la baja velocidad de rotación del árbol de baja velocidad 112 para accionar el árbol de alta velocidad 116 a una velocidad de rotación aumentada. El árbol de alta velocidad 116 acciona la rotación del rotor 122 del generador. Un campo magnético giratorio es inducido por el rotor 122 del generador y se induce una tensión dentro de estator 120 del generador que está acoplado magnéticamente al rotor 122 del generador. El generador 118 convierte la energía mecánica de rotación en una señal de energía eléctrica sinusoidal de corriente alterna trifásica (CA) en el estator 120 del generador. La energía eléctrica asociada se transmite al transformador principal 234 a través del bus 208 del estator, el interruptor de sincronización 206 del estator, el bus 216 del sistema, el disyuntor principal 214 del transformador y el bus 236 del lado del generador. El transformador principal 234 multiplica la amplitud de la tensión de la energía eléctrica y la energía eléctrica transformada se transmite además a una red a través del bus 240 del disyuntor, del disyuntor 238 del circuito de red y del bus 242 de la red.

En el ejemplo de realización, se proporciona una segunda trayectoria de transmisión de energía eléctrica. La energía eléctrica trifásica sinusoidal de CA se genera dentro del rotor 122 del generador y se transmite al conjunto de conversión de potencia 210 a través del bus 212 del rotor. Dentro del conjunto de conversión de potencia 210, la energía eléctrica se transmite al filtro 218 del rotor y la energía eléctrica se modifica para la velocidad de cambio de las señales PWM asociadas con el convertidor de energía 220 del lado del rotor. El convertidor de potencia 220 del lado del rotor actúa como un rectificador y rectifica la energía de CA trifásica sinusoidal a energía de CC. La energía de CC se transmite al enlace de CC 244. El condensador 250 facilita la mitigación de las variaciones de amplitud de tensión del enlace de CC 244, facilitando la mitigación de una onda de CC asociada con la rectificación de CA.

La energía de CC se transmite posteriormente desde el enlace de CC 244 al convertidor de energía 222 del lado de la línea y el convertidor de energía 222 del lado de la red actúa como un inversor configurado para convertir la energía eléctrica de CC desde el enlace de CC 244 a energía eléctrica trifásica sinusoidal de CA con tensiones, corrientes y frecuencias predeterminadas. Esta conversión se monitoriza y controla a través del controlador 262 del convertidor. La energía de CA convertida se transmite desde el convertidor de energía 222 del lado de la línea al bus del sistema 216 a través del bus 223 del convertidor de energía del lado de la línea y el bus 225 de línea, el contactor de línea 226, el bus 230 del disyuntor del circuito de conversión, el disyuntor 228 del circuito de conversión, y el bus de conexión 232. El filtro de línea 224 compensa o ajusta las corrientes armónicas en la energía eléctrica transmitida desde convertidor 222 de energía del lado de la línea. El interruptor de sincronización 206 del estator está configurado para cerrarse para facilitar la conexión de la energía trifásica desde el estator 120 del generador con la energía trifásica del conjunto de conversión de energía 210.

El disyuntor 228 del circuito de conversión, el disyuntor 214 del circuito del transformador principal, y el disyuntor 238 del circuito de red están configurados para desconectar buses correspondientes, por ejemplo, cuando el flujo de corriente excesiva puede dañar los componentes del sistema 200 eléctrico y de control. También se proporcionan componentes de protección adicionales, incluyendo el contactor de línea 226, que puede ser controlado para formar una desconexión mediante la apertura de un interruptor (no se muestra en la figura 2) correspondiente a cada línea del bus 225 de la línea.

El conjunto de conversión de energía 210 compensa o ajusta la frecuencia de la energía trifásica desde el rotor 122 del generador para cambios, por ejemplo, en la velocidad del viento en el buje 110 y las palas 108. Por lo tanto, de esta manera, las frecuencias de rotor mecánicos y eléctricos se desacoplan de la frecuencia del estator.

En ciertas condiciones, las características bidireccionales del conjunto de conversión de potencia 210, y específicamente, las características bidireccionales del convertidor de energía 220 del lado del rotor y el convertidor de energía 222 del lado de la línea, facilitan la alimentación de vuelta al menos parte de la energía eléctrica generada en el rotor 122 del generador. Más específicamente, la energía eléctrica se transmite desde el bus 216 del sistema al bus de conexión 232 y posteriormente a través del disyuntor 228 del circuito de conversión y el bus 230 del disyuntor del circuito de conversión en el conjunto de conversión de energía 210. Dentro del conjunto de conversión de energía 210, la energía eléctrica se transmite a través del contactor de línea 226, el bus de línea 225 ,

y el bus 223 del convertidor de energía del lado de la línea en el convertidor de energía 222 del lado de la línea. El convertidor de potencia 222 del lado de la línea actúa como un rectificador y rectifica la energía de CA trifásica sinusoidal a energía de CC. La energía de CC se transmite al enlace de CC 244. El condensador 250 facilita la mitigación de las variaciones de amplitud de tensión del enlace de CC 244, facilitando la mitigación de una onda de CC a veces asociada con la rectificación de CA trifásica.

La energía de CC se transmite posteriormente desde el enlace de CC 244 al convertidor de energía 220 del lado del rotor y el convertidor de energía 220 del lado del rotor actúa como un inversor configurado para convertir la energía eléctrica de CC transmitida desde el enlace de CC 244 a energía eléctrica trifásica sinusoidal de CA con tensiones, corrientes y frecuencias predeterminadas. Esta conversión se monitoriza y controla a través del controlador 262 del convertidor. La energía de CA convertida se transmite desde el convertidor de energía 220 del lado del rotor al filtro 218 del rotor a través del bus 219 del filtro de rotor y se transmite posteriormente al rotor 122 del generador a través del bus 212 del rotor, que facilita la operación subsincrónica.

El conjunto de conversión de energía 210 está configurado para recibir señales de control desde el controlador 202 de la turbina. Las señales de control se basan en condiciones detectadas o características operativas de la turbina eólica 100 y del sistema eléctrico y de control 200. Las señales de control son recibidas por el controlador 202 de la turbina y se utilizan para controlar la operación del conjunto de conversión de energía 210. La retroalimentación desde uno o más sensores se puede utilizar por el sistema eléctrico y de control 200 para controlar el conjunto de conversión de potencia 210 a través del controlador 262 del convertidor que incluye, por ejemplo, el bus 230 del disyuntor del circuito de conversión, el bus del estator y las retroalimentaciones de tensiones o corrientes del bus del rotor a través de segundo conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 254, el tercer conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 256, y el cuarto conjunto de sensores de tensión y de corriente eléctrica 264. Usando esta información de retroalimentación, y, por ejemplo, las señales de control de conmutación, las señales de control del interruptor de sincronización del estator y las señales de control del disyuntor del sistema (desplazamiento) se pueden generar de cualquier manera conocida. Por ejemplo, para un transitorio de tensión de red con características predeterminadas, el controlador 262 del convertidor suspenderá al menos temporalmente sustancialmente los IGBTs de conducir dentro del convertidor de energía 222 del lado de la línea. Dicha suspensión de la operación del convertidor de energía 222 del lado de la línea mitigará considerablemente la energía eléctrica que se canaliza a través del conjunto de conversión de energía 210 a aproximadamente cero.

La figura 3 muestra una turbina eólica en mar abierto de ejemplo de acuerdo con las realizaciones descritas en el presente documento. La turbina eólica en mar abierto se encuentra al menos temporalmente en agua. Las figuras mostradas en el presente documento son esquemáticas. Además de lo que se muestra en la figura 1, la figura 3 ilustra una plataforma de aterrizaje de barcos 301 y un sensor 302. La turbina se encuentra en el agua 310. Una turbina eólica en mar abierto típica se fija al suelo 311, tal como el suelo del mar. Por ejemplo, la turbina eólica, es decir, su torre, podría haber sido incrustada en el suelo durante la instalación. La parte de la torre de la turbina eólica que está por debajo del nivel del agua será llamada "torre bajo el agua", y se hace referencia al número de referencia 304 en la figura 3. Según otras realizaciones que no se muestran en la figura 3, hay una base adicional.

En este documento, el término "estructura de soporte" se puede utilizar para la torre de turbina eólica, la pieza de transición, en su caso, y la base, en su caso. La fundación puede extenderse solo por debajo del nivel del agua, o puede extenderse por encima del nivel del agua. La base es típicamente la conexión entre el suelo y la torre. La base puede estar hecha de hormigón, acero, o una combinación de los mismos.

Según realizaciones, que se pueden combinar con otras realizaciones en el presente documento, el sensor como se ha descrito está adaptado para medir la corriente del agua, en particular, la velocidad de la corriente del agua o la dirección de la corriente del agua, o ambas. El término "corriente de agua" se refiere al movimiento dirigido de agua que normalmente se genera por las fuerzas que actúan sobre el flujo medio, tales como olas que rompen, el viento, la fuerza de Coriolis, las diferencias de temperatura y de salinidad y las mareas causadas por la atracción gravitatoria de la luna y el sol. Además, los contornos de profundidad, las configuraciones de línea de la playa y la interacción con otras corrientes pueden tener un impacto en la dirección y en la fuerza de la corriente. La descripción "medición de la corriente de agua" tal como se utiliza aquí, se refiere a la medición de al menos una de la velocidad de la corriente del agua y de la dirección de la corriente de agua.

Además, el sensor puede estar adaptado para medir el nivel de agua real. El término "nivel de agua" tal como se entiende en el presente documento se referirá a la altura real del agua por encima del suelo. El nivel del agua puede variar de algunos metros, en particular en dependencia de las mareas.

El sensor como se usa aquí se puede colocar en la turbina eólica, en particular, en la góndola o en la torre, o cerca de la turbina eólica. El sensor puede estar situado por encima, en, o por debajo del nivel del agua. Por ejemplo, puede usarse un sensor que emplea una técnica óptica o sonora, tal como un sensor Doppler. Un sensor situado en o por debajo del nivel de agua puede ser, por ejemplo, un flotador capaz de medir el nivel de agua o la corriente de agua. El sensor como se ha descrito está conectado al control de la turbina eólica. El control de la turbina eólica típicamente recibe información del sensor y utiliza esta información para el control de la turbina eólica. El término "cerca" como se usa en este documento se referirá a una ubicación dentro del mismo parque eólico, como por ejemplo, a menos de 30 km de distancia o incluso dentro de 10 km de distancia. Según algunas realizaciones, "cerca

de" se refiere a otra turbina eólica al lado de la turbina eólica. Dado que la información de la corriente y del nivel del agua normalmente varía solo un poco en una escala local, según realizaciones, es posible que solo unos pocos sensores, por ejemplo, entre 1 y 5, se proporcionen por parque eólico. Los sensores transmiten su información a las turbinas eólicas individuales.

- 5 Se ha considerado tener en cuenta las alturas de las olas para el control de una turbina eólica. Según estas consideraciones, las olas que golpean la turbina eólica estimulan o excitan la oscilación de la torre.

Este enfoque aislado ignora el efecto del nivel de agua o la corriente de agua en el control de la turbina eólica. El nivel del agua es relevante, ya que la superficie de la torre bajo el agua que se expone al agua depende en gran medida del nivel de agua. En particular, en las turbinas eólicas que se encuentran cerca de la línea de la costa, las variaciones en el nivel del agua pueden ser un porcentaje esencial del nivel de agua, tal como de hasta 50 % o incluso más. Por lo tanto, la fuerza resultante por el agua en la torre está enormemente influenciada por el nivel de agua. Un alto nivel de agua da como resultado fuerzas en lo alto de la torre, mientras que un bajo nivel de agua da como resultado fuerzas más bajas sobre la torre.

10 Lo que se ha ignorado aún más hasta ahora es la corriente de agua, en particular, la velocidad de la corriente de agua. Esto podría ser debido al hecho de que la corriente de agua se cree que causa una fuerza constante que actúa sobre la torre, cuya fuerza resultante puede ser ignorada, ya que es constante. Sin embargo, resulta que la corriente tiene una influencia sustancial en la oscilación de la torre. Una razón para esto se explicará a continuación.

En general, las olas y la corriente interactúan con las turbinas eólicas en mar abierto. Cuando la ola incide sobre la estructura de soporte, al menos una parte del impulso de la ola será transferido a la estructura de soporte y, por lo tanto, a la turbina eólica en mar abierto. Típicamente, las olas de agua son un fenómeno más o menos periódico. Normalmente, una secuencia de olas que tienen cada una aproximadamente la misma longitud de onda, la velocidad de la ola y, por lo tanto, el impulso, inciden sobre la torre y de este modo se puede prever como una excitación periódica directa de la torre.

La interacción entre la corriente y la turbina eólica es diferente de la interacción entre las olas de agua y la turbina eólica. Las corrientes son típicamente constantes en una escala de tiempo corto. Sin embargo, típicamente, la corriente provocará un fenómeno conocido como formación de vórtices. Si un objeto, por ejemplo, un cilindro, se coloca en un flujo laminar de un medio, los vórtices se forman detrás de la estructura, separándose de la misma y desplazándose con el medio que fluye. Estos vórtices también se conocen como la calle de vórtice de von Karman. La formación y la separación de los vórtices es básicamente periódica. Por ejemplo, la frecuencia f de formación de vórtices de un cilindro largo se puede aproximar mediante

$$f = 0,198 \frac{v_{\text{corriente}}}{d} \left(1 - \frac{19,7}{Re} \right)$$

donde $v_{\text{corriente}}$ es la velocidad de la corriente, d es el diámetro del cilindro y Re es el número de Reynolds del flujo. Debido a la conservación del momento angular, la dirección de rotación de dos vórtices posteriores será opuesta entre sí. Siguiendo la tercera ley de Newton, cada vórtice transfiere un impulso a la estructura al separarse de la estructura. Por consiguiente, la formación de vórtices también causa una excitación periódica de la turbina eólica, en particular, de la estructura de soporte, tal como la torre de turbina eólica.

La excitación periódica de la turbina eólica en el mar puede tener consecuencias indeseables debido a su interacción con el agua. En particular, la frecuencia de formación de vórtices de la corriente puede estar cerca de una de las frecuencias propias de la torre. En este caso, la vibración de la torre se acumula rápidamente y puede dañar estas estructuras o incluso puede tener consecuencias desastrosas, incluyendo la pérdida de la integridad estructural.

La figura 4 ilustra la calle de vórtice de von Karman. En la realización mostrada, la dirección de la corriente de agua es de derecha a la izquierda y casualmente coincide con la dirección del viento. Las flechas 410 representan la corriente de agua antes de incidir en la turbina eólica. Después de fluir alrededor de la torre, que normalmente es de forma cilíndrica, se forman los vórtices 400, lo que resulta en una oscilación de la torre. Cuanto mayor sea el nivel del agua, mayor es la fuerza resultante sobre la torre. Además, cuanto más rápida sea la corriente de agua, mayor es la fuerza resultante sobre la torre. Además, según realizaciones, la dirección de la corriente de agua se considera y típicamente se compara con la dirección del viento. Por ejemplo, si la dirección del viento coincide con la dirección de la corriente de agua, las cargas causadas por el agua y el viento se dirigen en la misma dirección y, por lo tanto, se combinan entre sí. Si, por ejemplo, la dirección de la corriente de agua difiere de la dirección del viento en 90°, las respectivas fuerzas resultantes estimulan o excitan la estructura de soporte, en particular, la torre, en direcciones ortogonales.

Por lo tanto, de acuerdo con las realizaciones descritas en el presente documento, se mide al menos uno del nivel de agua, la dirección de la corriente de agua, y la velocidad de la corriente del agua. La información medida se utiliza para el control de la turbina eólica. En otras palabras, sobre la base de, entre otras cosas, esta información medida,

la turbina eólica se controla.

Además, según realizaciones, la cantidad de amortiguación hidrodinámica necesaria depende del nivel de agua. En términos generales, cuanto mayor sea el nivel de agua, se induce más amortiguación. Por lo tanto, también el nivel del agua puede ser información importante para el control de la turbina eólica.

- 5 Para mantener efectivamente la carga sobre la estructura de la turbina y de soporte esencialmente por debajo de un cierto valor umbral de carga, se puede adaptar la velocidad del rotor o la programación de cabeceo.

Un ejemplo es la regulación de ángulo de cabeceo alrededor de la potencia nominal o la velocidad del viento, que se conoce como "limitador de pico" o "recorte de empuje". Por ejemplo, el bajo nivel del agua y las bajas circunstancias de atenuación se pueden combinar con la configuración del limitador de picos fuertes, mientras que los niveles altos de agua con un nivel igualmente favorable de amortiguación hidrodinámica se pueden combinar con la configuración del limitador de picos suaves.

Para una captura máxima de energía, la configuración del limitador de pico debe ser lo más suave posible, es decir, solo se liberan las palas para empezar el cabeceo, una vez que se ha alcanzado la potencia nominal. Sin embargo, por otro lado, este modo operativo también implica una alta carga en las palas, el rotor, el tren de accionamiento y la estructura de soporte, tal como la torre. Por lo tanto, según una realización, es deseable evitar este modo operativo si las condiciones del agua ejercen una carga adicional en la torre, tal como la estimulación de oscilación adicional.

De acuerdo con realizaciones, la medición del nivel de agua se realiza junto con la medición de otra condición del agua, tal como la velocidad de la corriente del agua o la altura de las olas. Un nivel alto de agua en aguas tranquilas, por ejemplo, a una baja velocidad de corriente y olas pequeñas, puede ser beneficioso para la amortiguación de una oscilación de la estructura de soporte, que podría excitarse aerodinámicamente. Sin embargo, a una velocidad elevada de la corriente de agua que conduce a fuertes vórtices, o con olas de agua altas, un nivel alto de agua podría inducir una oscilación sustancial. Por lo tanto, de acuerdo con realizaciones, la configuración del limitador de pico se basa en resultados de medición del nivel de agua y al menos una condición de viento adicional.

En particular, en algunas situaciones, si el nivel del agua es alto y/o se puede medir una corriente de alta velocidad, podría ser deseable controlar la turbina eólica con la configuración del limitador de picos fuertes. Aunque la captura de energía podría llegar a ser ligeramente reducida en comparación con la configuración del limitador de picos suaves, la carga resultante, en particular, en la torre, se puede reducir. De esta manera, la fatiga y la necesidad de mantenimiento pueden reducirse.

Con referencia a las siguientes figuras, se explicarán el limitador de picos tal como se utiliza en el presente documento.

El control de ángulo de cabeceo de una turbina eólica sin control del limitador de picos se ilustra en la figura 5. La curva de potencia 500 ilustra la potencia generada en función de la velocidad del viento v . Considerando que no es posible generar cualquier potencia a velocidades de viento muy bajas, por ejemplo, por debajo de una velocidad del viento de, por ejemplo, 3 m/s, la potencia generada aumenta de forma no lineal con el aumento de la velocidad del viento, como se ilustra en la sección curva de potencia 501. Durante estas velocidades del viento, el ángulo de cabeceo se mantiene constante en ángulo máximo para captar el máximo de la energía eólica. A la velocidad del viento nominal, es decir, cuando se alcanza la potencia nominal de la turbina eólica, tal como 1,5 MW, 2,5 MW, o un número de vatios más alto, los componentes de la turbina, estos componentes eléctricos que sufren daños si se mantiene el ángulo de cabeceo constante y, por lo tanto, toda la energía del viento debe convertirse en energía eléctrica.

De este modo, con velocidades del viento más altas que la velocidad del viento nominal, que se indica con el número de referencia 502 en la figura 5, el control busca mantener constante la potencia de conversión a la potencia nominal. Esto se muestra como la línea de potencia constante 503 en la figura 3. para hacerlo, el control de ángulo de cabeceo comienza a rebajar las palas del rotor en un ángulo cada vez mayor, dependiendo de la velocidad del viento. La línea 510 representa el ángulo de cabeceo e ilustra el ángulo de cabeceo creciente al aumentar las velocidades de viento por encima de la velocidad del viento nominal.

El efecto de este enfoque de control en términos de cargas a la turbina eólica y sus componentes se muestra en la figura 6. Considerando que el eje x se refiere a la velocidad del viento v , el eje y muestra las cargas a la turbina eólica y sus componentes. Los componentes de la turbina eólica como se usa en la presente invención incluyen en particular la estructura de soporte. Viniendo desde pequeñas velocidades del viento, la carga aumenta con el aumento de la velocidad del viento. Esto se muestra como la curva no lineal creciente 601. Cuando se alcanza la potencia nominal, es decir, a la velocidad del viento nominal que hace referencia mediante el número 502, la carga ha alcanzado su máximo. Es decir, una vez que las palas arrancan, la carga de la turbina y las palas se reduce.

Aunque la curva 600 es una vista aislada de las cargas en dependencia exclusiva de la velocidad del viento, la curva 610 ilustra las cargas bajo la consideración adicional de los parámetros de las condiciones del agua. La curva 610 que se muestra esquemáticamente ilustra, por tanto, las cargas sobre la turbina eólica y sus componentes, por ejemplo, a una alta velocidad de corriente de agua, si se controló como se ha descrito con respecto a la figura 5, es

decir, sin ningún tipo de limitador de picos. La curva 610 mostrada incluye la sección curva de potencia 611 por debajo de la velocidad del viento nominal 502, y la sección de curva de potencia 612 por encima de la velocidad del viento nominal 502. La carga debido a las condiciones del agua en el ejemplo ilustrado no se correlaciona con la velocidad del viento.

- 5 De acuerdo con el "control del limitado de picos", el cabeceo se inicia cuando un parámetro operativo (en adelante denominado "parámetro de limitador de picos") excede un punto de referencia del limitador de picos. Por ejemplo, el parámetro del limitador de picos puede ser la potencia generada de la turbina o la velocidad del viento. El parámetro del limitador de picos también puede ser un indicador de la carga de empuje que indica la carga global en la estructura de soporte (por ejemplo, mediante la indicación de la desviación de la torre a la altura del buje). El punto de referencia del limitador de picos es menor que el valor nominal del parámetro del limitador de picos, tal como la potencia nominal de la turbina eólica o la velocidad del viento nominal de la turbina. Además, según realizaciones, el cabeceo se realiza de tal manera que no se produce un estado de exceso de velocidad estimada.

- 10 Según realizaciones, que se pueden combinar con otras realizaciones, la configuración del limitador de picos incluye la configuración del desplazamiento de cabeceo de destino. El desplazamiento de cabeceo de destino se define como la diferencia del ángulo de cabeceo en el punto de referencia del parámetro del limitador de pico (por ejemplo, a un valor de potencia del 90 % de la potencia nominal) y en el valor nominal del parámetro del limitador de picos (por ejemplo, potencia nominal). Por ejemplo, podría definirse que el desplazamiento de cabeceo de destino está en un máximo de 10° en las condiciones específicas del agua que está en un máximo de 5° en otras condiciones del agua.

- 15 Esto se ilustra en las figuras 7 y 8. De acuerdo con el control del limitador de picos, el cabeceo de las palas se inicia antes de la velocidad del viento nominal 502.

- 20 En general, en este documento, el punto de referencia del limitador de picos puede ser, por ejemplo, un valor de potencia específica (llamado "potencia de limitador de picos" en este documento). Por ejemplo, puede ser un valor de potencia entre el 80 % y el 98 % de la potencia nominal, más típicamente, entre el 85 % y el 95 % de la potencia nominal. El punto de referencia del limitador de picos puede ser también una velocidad del viento. La velocidad del viento a la que se inicia el cabeceo de acuerdo con el control del limitador de picos se conoce como "velocidad del viento del limitador de picos". La velocidad del viento del limitador de picos es siempre menor que la velocidad del viento nominal. Como se muestra a modo de ejemplo en la figura 7 mediante la línea 710, el cabeceo de las palas comienza antes de la velocidad del viento nominal, es decir, a la velocidad del viento del limitador de picos a la que se hace referencia mediante el número de referencia 702 en la figura 7.

- 25 Debido al inicio del cabeceo en el punto de referencia del limitador de picos, es decir, la velocidad del viento del limitador de picos de la figura 7, la curva de potencia 700 se aplana en la región alrededor de la potencia nominal. Es decir, la producción de energía en esta región de la velocidad del viento se convierte en no óptima, ya que la turbina no convierte la energía eólica completa en energía eléctrica, aunque todavía no se alcance la potencia nominal.

- 30 Este efecto, sin embargo, se acepta para que el siguiente efecto positivo prevalezca sobre la misma. Este efecto positivo se ilustra en la figura 8, que muestra las cargas a la turbina eólica y sus componentes. La curva 800 ilustra la carga global de la turbina eólica, tanto en el caso de control del limitador de picos y en el control del limitador sin picos. La carga total tal como se entiende en el presente documento deberá incluir la carga causada por el viento y la carga causada por el agua, tal como la corriente de agua o el nivel del agua.

- 35 Con referencia al limitador de la figura 8, el control del limitador de picos comienza a la velocidad del viento 702 del limitador de picos. Debido al temprano cabeceo de las palas del rotor, las cargas causadas por el viento se pueden reducir, de manera que la carga total también se reduce. La sección curva 820 ilustra las cargas sin el control del limitador de picos. Evidentemente, esta sección curva tiene un alto máximo a la velocidad del viento nominal como se ha explicado con respecto a las figuras 5 y 6. Sin embargo, debido al control del limitador de picos empleado de acuerdo con realizaciones descritas en el presente documento, el pico se aplana ("limita") resultando en una carga total 830.

- 40 La figura 9 ilustra el control de la turbina eólica que depende de las condiciones reales del agua. En términos generales, en malas condiciones del agua, una velocidad relativamente baja de viento se elige para el pico, mientras que en buenas condiciones de agua, se elige una velocidad relativamente alta del viento para el limitador de pico. Por ejemplo, si una condición de agua está por debajo de un valor umbral predeterminado, el punto de referencia del limitador de pico se elige para ser de un máximo del 10 %, típicamente un máximo del 5 % por debajo del parámetro del limitador de pico (por ejemplo, la energía generada, la velocidad del viento, un parámetro de empuje de carga que indica la carga de empuje a la estructura de soporte, o un indicador de la carga de la fatiga acumulada). Si la condición del agua es superior al valor umbral predeterminado, el punto de referencia del limitador de pico se elige que está por lo menos un 5 %, típicamente al menos un 10 % por debajo del parámetro del limitador de pico relevante, tal como la potencia o la velocidad del viento. Alternativamente, la condición del agua en particular puede ser una o más de la velocidad de la corriente de agua, la dirección del agua, y el nivel de agua. Cada condición del agua de interés puede tener al menos un valor umbral. También es posible tener varios valores umbrales por la condición del agua. La superación de cada valor umbral modificaría el valor del punto de referencia del limitador de

pico. Mediante este control, es posible evitar picos de carga elevados, independientemente de las condiciones reales del agua y del viento.

5 Como se ha mencionado anteriormente, el número de referencia 502 indica la velocidad del viento nominal. La curva 900 se refiere a las cargas totales de la turbina, mientras que, en este ejemplo, las condiciones del agua son tranquilas y, por lo tanto, solo se suman marginalmente a las cargas. En esas condiciones, el control de la turbina eólica puede utilizar un alto punto de referencia del limitador de pico. En la figura 9, esto se muestra como una velocidad del viento del limitador de pico que es aproximadamente el 98 % de la velocidad del viento nominal. De acuerdo con algunas realizaciones, el control no se aplica a ningún limitador de pico.

10 En la realización de la figura 9, sin embargo, un limitador de pico suave se ilustra, lo que resulta en la sección aplanada 910 alrededor de la velocidad del viento nominal.

15 La figura 9 ilustra, además, la curva de carga 920 que hace referencia a una situación con una alta carga causada por las condiciones del agua. En particular, en tal situación, el control de la turbina eólica puede controlar la turbina eólica de tal manera que el cabeceo se inicia antes de la velocidad del viento nominal, por ejemplo, entre el 80 % y el 85 % del parámetro de referencia (por ejemplo, la potencia o la velocidad del viento) que resulta en un aplanamiento esencial de la curva de cargas alrededor de la velocidad del viento nominal. Esto se ilustra mediante la sección de la curva de cargas 930.

20 De acuerdo con aspectos descritos en este documento, el punto de referencia del limitador de pico, tal como la velocidad del viento del limitador de pico o la potencia del limitador de pico depende de las condiciones del agua. Típicamente, en condiciones de agua que causan una alta carga de la turbina eólica, el punto de referencia del limitador de pico es menor que el punto de referencia del limitador de pico en condiciones de agua que no causan una alta carga a la turbina eólica.

25 La figura 10 muestra varias curvas de carga, todas teniendo la misma extensión, pero siendo diferentes entre sí en la cantidad absoluta de la carga total. Esta figura ilustra una realización descrita en este documento en la que el control de la turbina eólica utiliza el viento como punto de referencia del limitador de pico. El control utiliza una velocidad del viento del limitador de pico en dependencia de las actuales condiciones del agua, posiblemente en una vista adicional de la carga máxima deseable. En caso de buenas condiciones del agua, no se elige el limitador de pico, o una alta velocidad del limitador de pico. Esto da como resultado una pérdida mínima de energía. En caso de malas condiciones del agua y, por lo tanto, cargas altas que resultan de las condiciones del agua, el control de la turbina eólica puede seleccionar una baja velocidad del viento del limitador de pico como para que el pico de la curva de cargas se aplane esencialmente alrededor de la velocidad del viento nominal. El control puede ser tal que la carga máxima, que se muestra como una línea discontinua designada por el número de referencia 1000 en la figura 10, no se supera nunca. Para fines ilustrativos, las curvas mostradas comprenden la extensión aplanada alrededor de la velocidad del viento nominal, y el pico de carga como estaría presente si no se aplicara ningún control del limitador de pico.

35 Potencias típicas a las que empieza el cabeceo (es decir, la potencia del limitador de pico) es un máximo del 25 %, más típicamente un máximo del 20 %, e incluso más típicamente un máximo del 15 % por debajo de la potencia nominal.

40 Si la velocidad del viento se toma como parámetro del limitador de pico, las velocidades del viento típicas a las que empieza el cabeceo (velocidad del viento del limitador de pico) son un máximo de 5 m/s, típicamente un máximo de 3 m/s, o incluso más típicamente un máximo de 1,5 m/s por debajo de la velocidad del viento nominal. La referencia a "configuración del limitador de pico suave" se refiere aquí a una velocidad del viento del limitador de pico alto, como, por ejemplo, un máximo de 2 m/s por debajo de la velocidad del viento nominal. La referencia a "configuración del limitador de pico fuerte" se refiere aquí a una velocidad del viento del limitador de pico bajo, como, por ejemplo, al menos 2 m/s por debajo de la velocidad del viento nominal, típicamente al menos 3 m/s por debajo de la velocidad del viento nominal.

Las condiciones del agua tal como se entienden en el presente documento pueden incluir la velocidad de la corriente de agua, la dirección de la corriente de agua, el nivel del agua, la altura de las olas, la distancia de las olas, la velocidad de las olas, el período de las olas, y el tipo de olas.

50 De acuerdo con las realizaciones descritas en el presente documento, el control de la turbina eólica selecciona a partir de al menos dos configuraciones de limitador de pico diferentes. Una primera configuración de limitador de pico se selecciona en caso de condiciones de agua que están por debajo de un primer valor umbral predeterminado y una segunda configuración de limitador de pico se selecciona en el caso de que las condiciones del agua estén por encima del primer valor umbral predeterminado y por debajo de un segundo valor umbral predeterminado. También es posible que el control de la turbina eólica se seleccione a partir de al menos tres configuraciones diferentes del limitador de pico en el que, además, una tercera configuración del limitador de pico se ha seleccionado en caso de terceras condiciones del agua. Alternativamente, el punto de referencia del limitador de pico es una función continua o casi continua de al menos una condición del agua.

Típicamente, la diferencia entre las posibles configuraciones del limitador de pico en términos de puntos de

referencia del limitador de pico pueden ser un máximo del 20 %, típicamente un máximo del 15 % o incluso del 10 % del parámetro del limitador de pico. Por ejemplo, de acuerdo con realizaciones, que se pueden combinar con otras realizaciones descritas en el presente documento, la diferencia entre los posibles ajustes del limitador de pico en términos de la velocidad del viento del limitador de pico puede ser un máximo de 3 m/s, típicamente un máximo de 2 m/s. En términos de potencia, los puntos de referencia del limitador de pico pueden variar en un máximo de 0,5 MW, más típicamente por un máximo de 0,2 MW.

La configuración del limitador de pico puede incluir en particular la velocidad del viento del limitador de pico que define el inicio del cabeceo de las palas del rotor. La configuración del limitador de pico puede incluir reglas sobre la manera de cabeceo como máximos ángulos de cabeceo en dependencia de la velocidad del viento y/o de la potencia generada. Por ejemplo, una regla de este tipo podría establecer que el ángulo de cabeceo no excederá de 10° a velocidades de viento o de potencia por debajo de la velocidad del viento nominal o potencia nominal, respectivamente. De esta manera, es posible evitar la pérdida de energía debido al cabeceo exagerado.

Además, es posible que la configuración del limitador de pico pueda incluir un valor umbral de carga máxima que no podrá superarse. En caso de que se supere el umbral de carga máxima, el control de la turbina eólica aumenta los ángulos de cabeceo hacia una posición de reducción, reduciendo así la carga del viento para la turbina eólica.

La carga se puede medir directamente, por ejemplo, midiendo la deformación de la torre. Por ejemplo, la deflexión máxima desde la posición cero se puede medir, permitiendo de este modo información sobre la carga. Además, en caso de oscilación, la frecuencia de oscilación puede ser medida para poder evitar cualquier oscilación cerca de las frecuencias propias de la torre de la turbina eólica. Por ejemplo, este valor máximo del umbral de carga podría ser una deflexión máxima de la torre, por ejemplo, medida a la altura de la góndola.

De acuerdo con realizaciones, la configuración del limitador de pico se establece en función de los resultados de las mediciones. Los resultados de las mediciones pueden incluir uno o más de velocidad en la corriente de agua, la dirección de la corriente de agua, el nivel del agua, la velocidad de las olas, la altura de las olas, la distancia de las olas, el período de las olas y la frecuencia de las olas. Por ejemplo, en valores de medición por debajo de los puntos de referencia del limitador de pico predeterminado, la configuración del limitador de pico se puede establecer aproximadamente en cero, es decir, sin limitador de pico. En los valores medidos por encima de los puntos de referencia del limitador de pico predeterminados, los ajustes del limitador de pico pueden ajustarse a valores más altos que resultan en un control que aplica el cabeceo ya antes de la velocidad de giro nominal.

De acuerdo con realizaciones, la configuración del limitador de pico está adaptada a las condiciones del agua. De esta manera, el rendimiento energético se maximiza en momentos con cargas bajas causadas por las condiciones del agua, y las cargas a la turbina eólica se reducen solo en aquellos momentos en los que las cargas causadas por el agua son altas. Es decir, en lugar de aplicar siempre el limitador de pico, o aplicar siempre el limitador de pico con un punto de referencia del limitador de pico predeterminado, el limitador de pico se aplica solo cuando sea necesario y solo en la medida en que es razonable. Por lo tanto, es posible un equilibrio razonable entre el rendimiento energético y la reducción de la carga.

Una realización se ilustra en el diagrama de la figura 11. Este diagrama muestra la potencia del limitador de pico p_p en dependencia de las cargas de agua pertinentes 1. En el ejemplo mostrado, las cargas de agua son una función de la velocidad de la corriente de agua v_c y el nivel del agua wl . Por ejemplo, la potencia del limitador de pico p_p puede calcularse de acuerdo con

$$p_p \propto 1/l \propto 1/wl * v_c.$$

Es decir, la potencia del limitador de pico es indirectamente proporcional a la carga causada por el agua, en el que la carga es proporcional al producto del nivel de agua y la velocidad de la corriente del agua. El algoritmo exacto se puede almacenar en el control de la turbina eólica. Típicamente, depende de la turbina eólica específica, tal como su altura, frecuencia propia, peso, diámetro de la torre, y así sucesivamente.

La curva 1100 del punto de referencia del limitador de pico resultante se muestra en la figura 11. Cuanto mayor sea la carga causada por el agua, menor será la potencia del limitador de pico que se utiliza mediante el control de la turbina eólica. Es decir, de acuerdo con esas realizaciones ilustradas con respecto a la figura 11, el punto de referencia del limitador de pico es una función de las condiciones del agua. La función puede ser constante para que un valor individual de una potencia de limitador de pico esté asociada a las condiciones específicas del agua. Según otras realizaciones, la función puede ser una función de escalonado, por ejemplo, definiendo dos, tres o más velocidades del viento del limitador de pico.

Según realizaciones, la reducción máxima en la captura total de la energía está por debajo del 1 %, típicamente por debajo del 0,5 %. Esto es menor que en las turbinas eólicas con un control del limitador de pico sobre la base de un punto de referencia del limitador de pico predeterminado. Al mismo tiempo, el limitador de pico reduce la emisión de ruido de hasta 2 dB (A). Por otra parte, el control del limitador de picos permite una característica de carga gradual, con gradientes de carga de menor tamaño y un control más estable con menos riesgo de entrar en pérdida de sustentación.

5 De acuerdo con realizaciones, ambos términos "que influyen en el control de la turbina eólica en dependencia del resultado de la determinación" y "el control de la turbina eólica" incluyen el mantenimiento de una revolución del rotor específica. Los términos incluyen en particular el control durante el estado de reposo de la turbina eólica, es decir, durante los momentos en los que la turbina eólica no convierte la energía eólica en energía eléctrica para su suministro a una red de energía (por ejemplo, por debajo de la velocidad de corte). Por ejemplo, por debajo de la velocidad de corte, por encima de la velocidad de corte, pero durante un fallo del sistema, o por encima de la velocidad de corte, el control puede orientar las palas del rotor de tal modo que se mantiene una revolución del rotor constante, tal como de 1 a 4 rotaciones por minuto. De esta manera, al contrario que en la reducción de las palas del rotor totalmente, el rotor puede servir como amortiguación aerodinámica, posiblemente reduciendo la carga en la turbina eólica.

10 De acuerdo con otras realizaciones, el ángulo de cabeceo de las palas del rotor se mantiene constante a velocidades de viento por encima de la velocidad de corte y, al mismo tiempo, por debajo del punto de referencia del limitador de pico, tal como la velocidad del viento del limitador de pico.

15 Las realizaciones ejemplares de las turbinas eólicas y los procedimientos de control se han descrito anteriormente en detalle. Las turbinas eólicas y los procedimientos no se limitan a las realizaciones específicas descritas en el presente documento, sino más bien, los componentes de los sistemas y/o etapas de los procedimientos se pueden utilizar de forma independiente y por separado de otros componentes y/o etapas que se describen en este documento. Más bien, el ejemplo de realización se puede implementar y utilizar en conexión con muchas otras aplicaciones de palas de rotor.

20 Aunque las características específicas de las diversas realizaciones de la invención se pueden mostrar en algunos dibujos y no en otros, esto es solo por motivos de conveniencia. De acuerdo con los principios de la invención, cualquier característica de un dibujo puede referenciarse y/o reivindicarse en combinación con cualquier característica de cualquier otro dibujo.

25 Esta descripción escrita utiliza ejemplos para divulgar la invención, incluyendo el modo preferido, y también para permitir que cualquier experto en la técnica ponga en práctica la invención, incluyendo la realización y el uso de dispositivos o sistemas y la realización de cualquiera de los procedimientos incorporados. Especialmente, las características mutuamente no exclusivas de las realizaciones descritas anteriormente se pueden combinar entre sí. El alcance patentable de la invención se define por las reivindicaciones, y puede incluir otros ejemplos que se les ocurran a los expertos en la técnica. Tales otros ejemplos están destinados a estar dentro del alcance de las reivindicaciones si tienen elementos estructurales que no difieran del lenguaje literal de las reivindicaciones.

30

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento de operación de una turbina eólica en mar abierto (100), estando la turbina eólica en mar abierto situada en el agua y que comprende un rotor (110) que incluye al menos una pala (108) de rotor y un sistema de accionamiento de cabeceo (112) acoplado a la al menos una pala (108) del rotor, estando el sistema de accionamiento de cabeceo (112) adaptado para el cabeceo de al menos una pala (108) del rotor, en el que la turbina eólica (100) comprende además un control de la turbina eólica, comprendiendo dicho procedimiento:
- 5 a) determinar al menos una condición del agua; y
- b) influenciar el control de la turbina eólica (100) en dependencia del resultado de la determinación,
- 10 en el que la condición del agua es al menos una de la velocidad de la corriente de agua, la dirección de la corriente de agua y el nivel de agua en la turbina eólica (100); y
- en el que la influencia en el control de la turbina eólica (100) incluye la definición de la configuración de un limitador de pico y el cabeceo de al menos una pala (108) del rotor de acuerdo con la configuración del limitador de pico;
- en el que la determinación de la al menos una de las condiciones del agua se realiza por medio de un sensor (302) capaz de medir directamente dicha al menos una de las condiciones del agua; y
- 15 en el que la turbina eólica en mar abierto (100) incluye un valor nominal de un parámetro del limitador de pico, en el que la influencia en el control de la turbina eólica (100) en dependencia del resultado de la determinación comprende:
- i) definir un punto de referencia del limitador de pico; y
- 20 ii) orientar la al menos una pala (108) del rotor en momentos por debajo del valor nominal del parámetro del limitador de pico y por encima del punto de referencia del limitador de pico.
2. El procedimiento según la reivindicación 1, en el que la turbina eólica (100) incluye un valor nominal de un parámetro de limitador de pico, en el que el punto de referencia del limitador de pico es menor que el valor nominal del parámetro del limitador de pico.
3. El procedimiento según cualquier reivindicación anterior, en el que el valor nominal del parámetro del limitador de pico es la potencia nominal y/o la velocidad del viento nominal, y en el que el punto de referencia del limitador de pico es una potencia del limitador de pico y/o una velocidad del viento del limitador de pico.
- 25 4. El procedimiento según cualquier reivindicación anterior, en el que el punto de referencia del limitador de pico se define como una función de la al menos una condición del agua.
5. El procedimiento según cualquier reivindicación anterior, en el que la definición del punto de referencia del limitador de pico se selecciona a partir de al menos dos puntos de referencia diferentes del limitador de pico, opcionalmente de al menos tres puntos de referencia diferentes del limitador de pico.
- 30 6. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la turbina eólica en mar abierto (100) incluye un valor nominal de un parámetro de limitador de pico, en el que el punto de referencia del limitador de pico se selecciona como que es un máximo del 20 % por debajo del valor nominal del parámetro del limitador de pico.
- 35 7. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la turbina eólica en mar abierto (100) incluye un valor nominal de un parámetro de limitador de pico, en el que el punto de referencia del limitador de pico se selecciona como que es un máximo del 10% por debajo del valor nominal del parámetro del limitador de pico.
- 40 8. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la condición del agua comprende una o más de la velocidad de la corriente de agua, la dirección de la corriente del agua, y el nivel del agua.
9. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la condición del agua comprende una o más de la altura de las olas, el período de las olas y la velocidad de las olas.
10. El procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la influencia en el control de la turbina eólica (100) comprende el cabeceo de las palas (108) del rotor de modo que se mantiene una revolución del rotor constante de 1 a 4 revoluciones por minuto.
- 45 11. Una turbina de energía eólica en mar abierto (100) que está situada en el agua, que comprende:
- a) un rotor (110) que incluye al menos una pala (108) de rotor;
- b) un sistema de accionamiento de cabeceo (112) acoplado a la al menos una pala (108) del rotor, estando el

sistema de accionamiento de cabeceo (112) adaptado para el cabeceo de la al menos una pala (108) del rotor;

c) un sensor (302) adaptado para medir una de la velocidad de la corriente de agua, la dirección de la corriente de agua y el nivel de agua en o cerca de la turbina eólica (100); y

5 d) un control de la turbina eólica para el control de la turbina eólica (100) en dependencia de los resultados del sensor de acuerdo con el procedimiento de cualquier reivindicación anterior.

FIG. 1

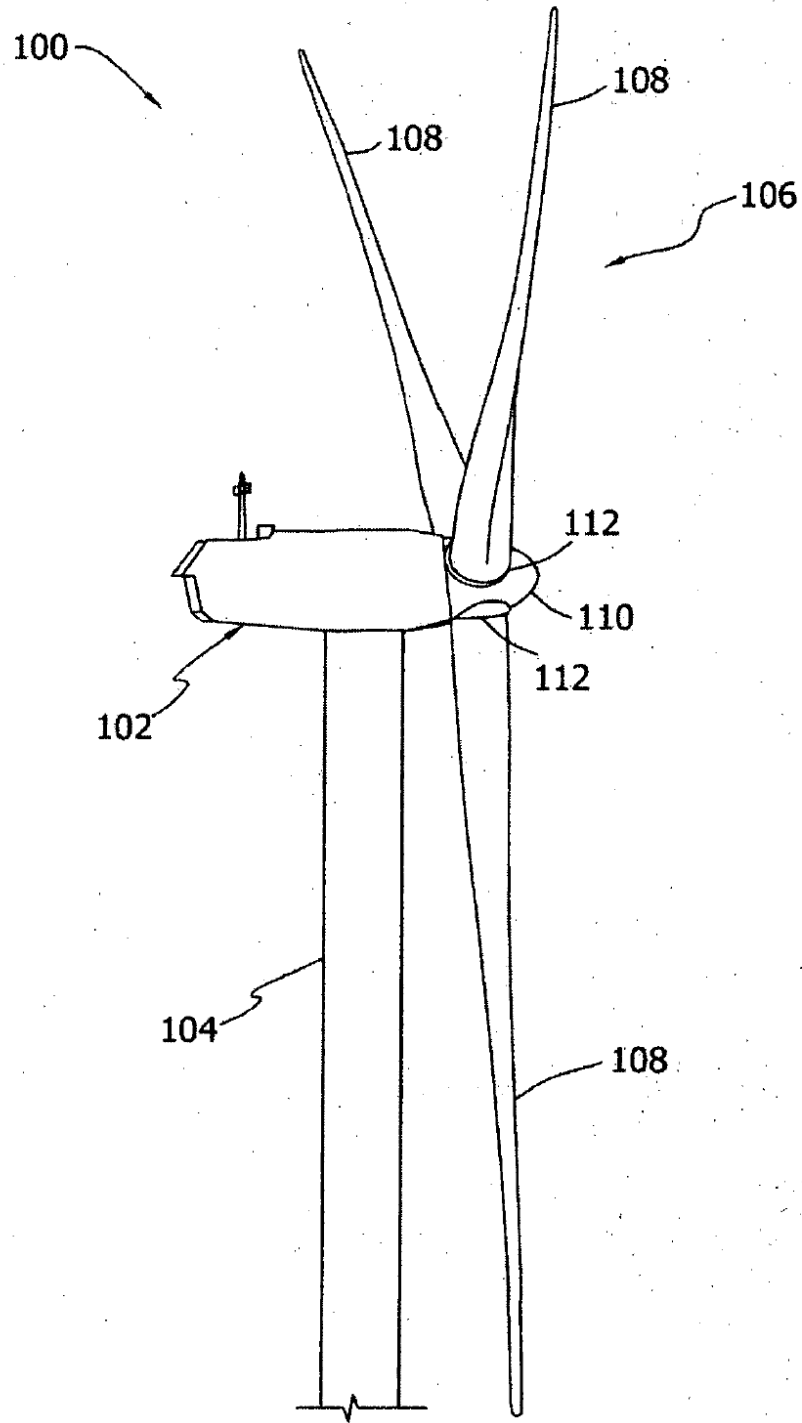


FIG. 3

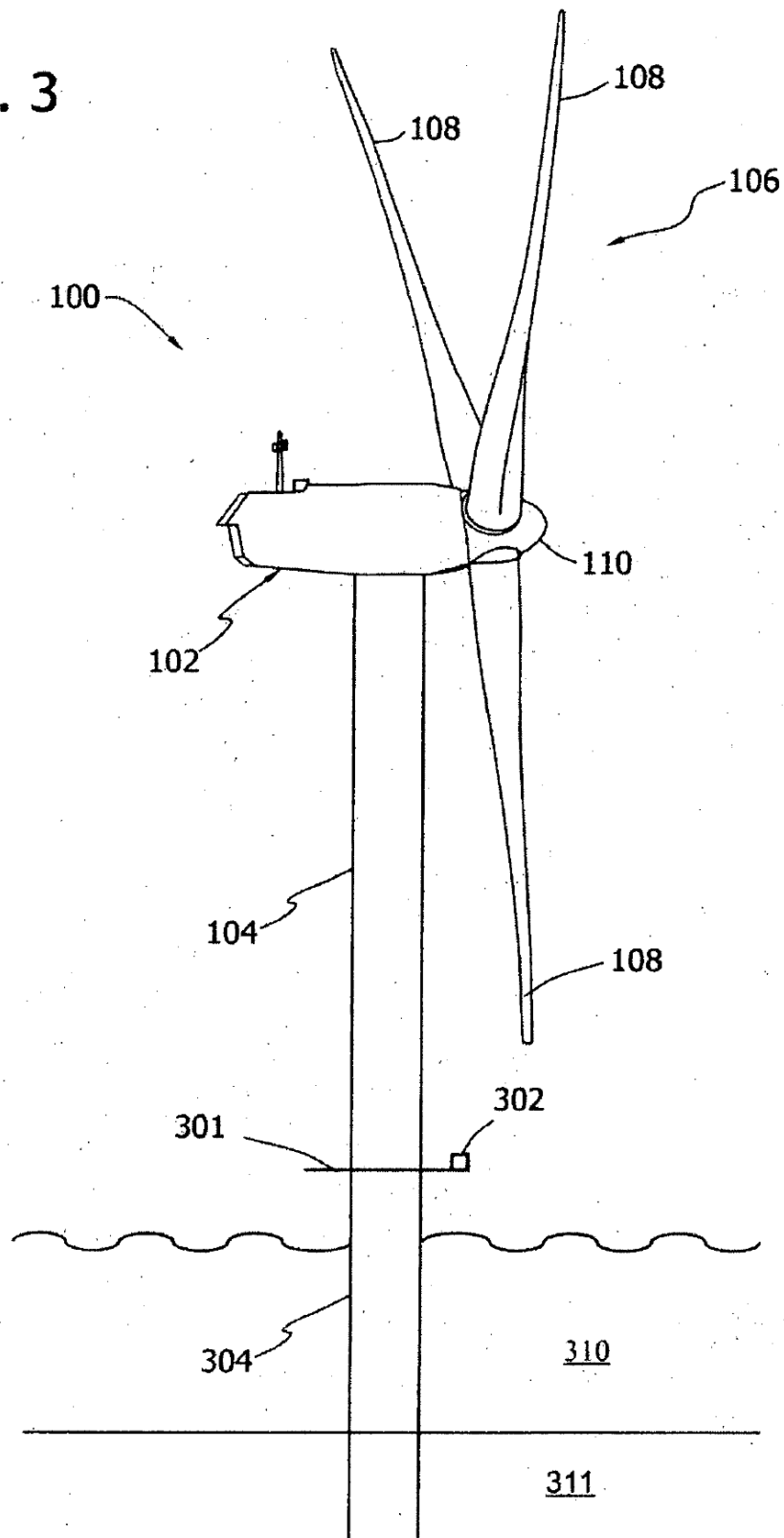
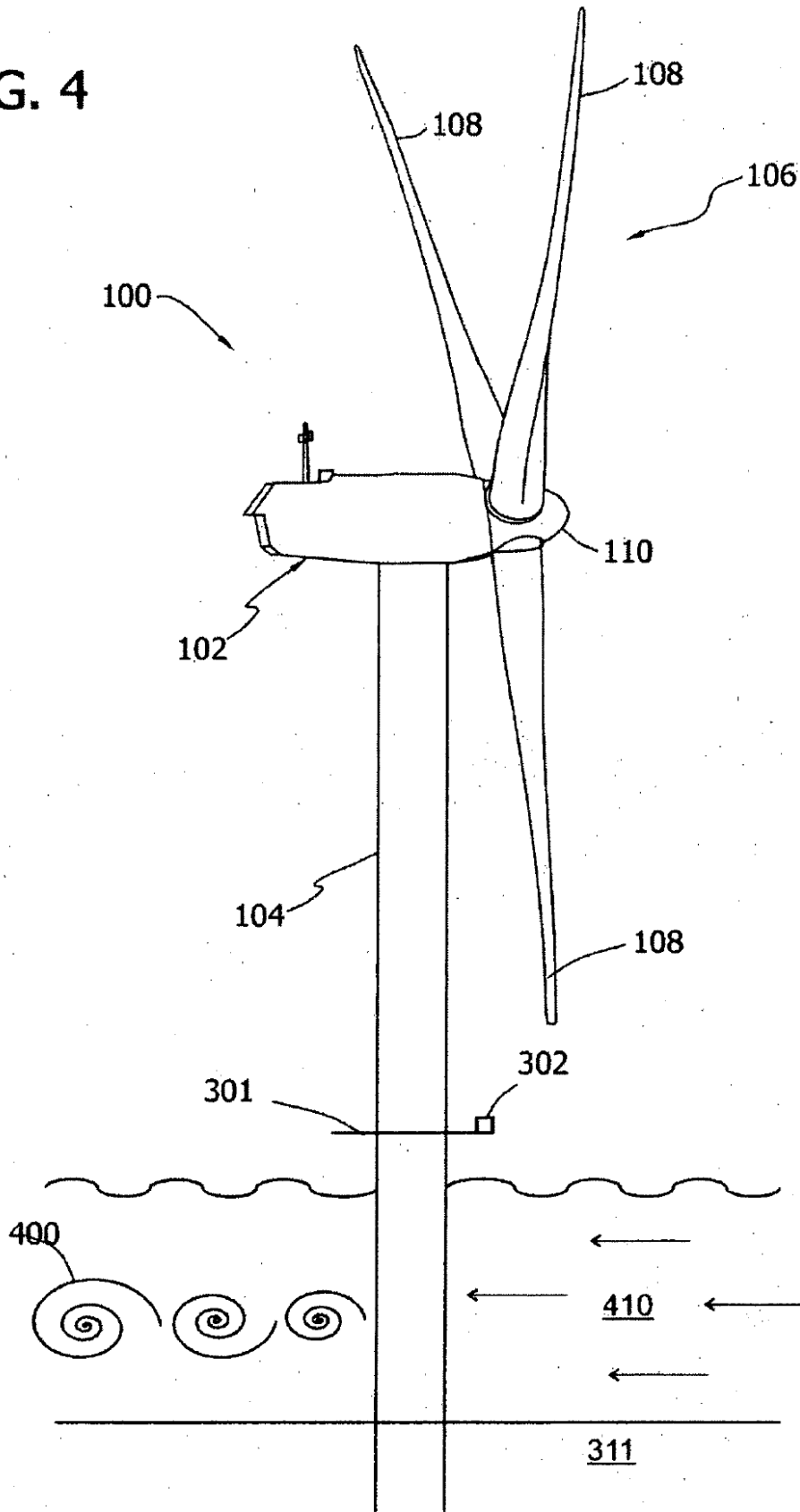


FIG. 4



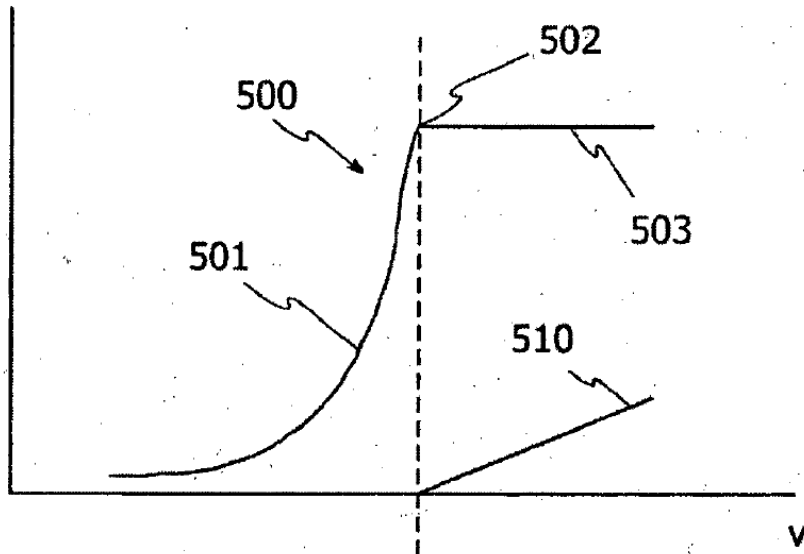


FIG. 5

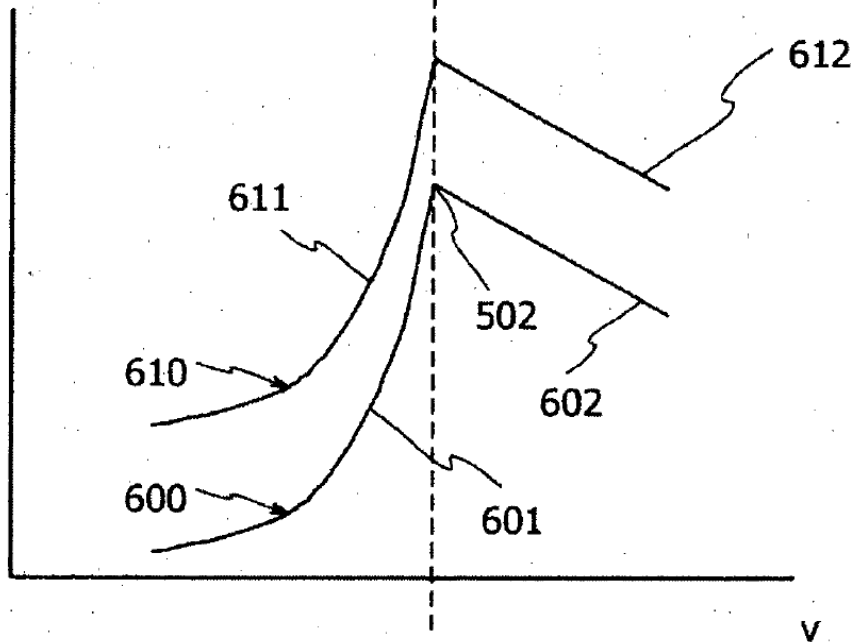


FIG. 6

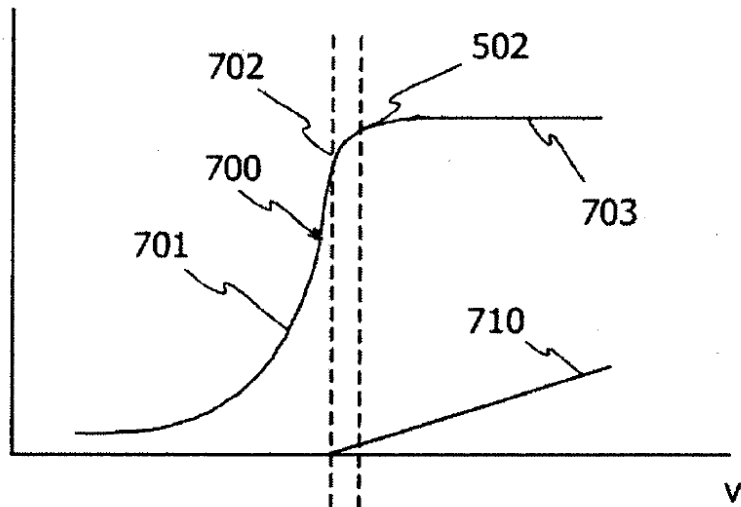


FIG. 7

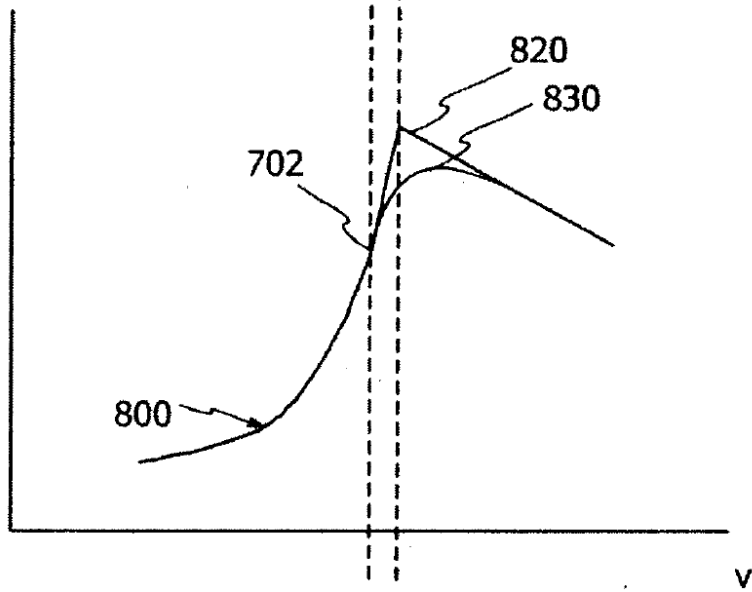


FIG. 8

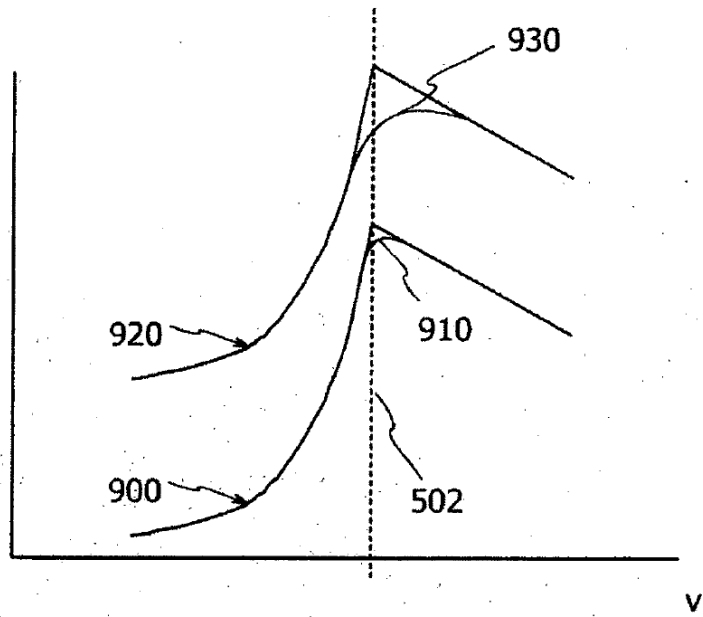


FIG. 9

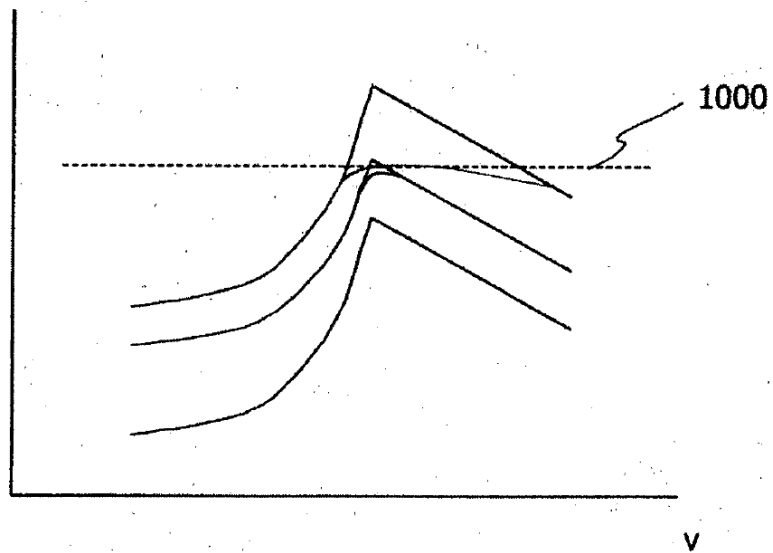


FIG. 10

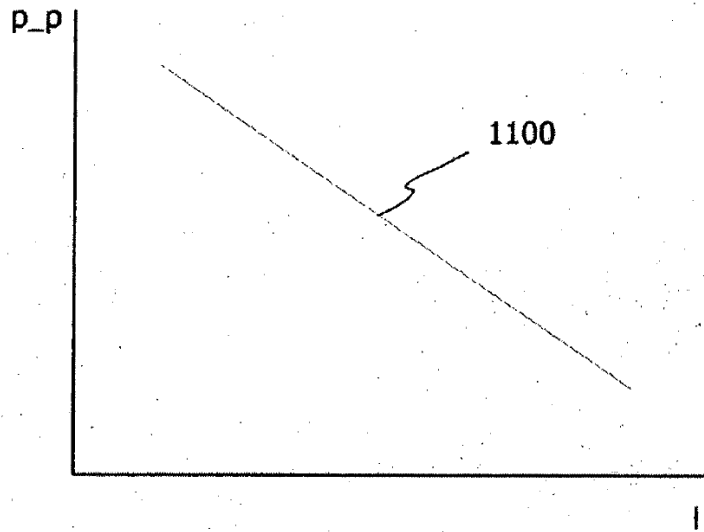


FIG. 11