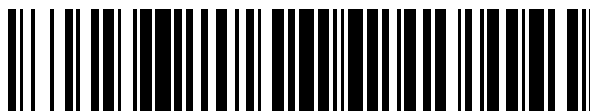


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 647 773**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 9/25 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **04.12.2012** **PCT/DK2012/050443**

87 Fecha y número de publicación internacional: **13.06.2013** **WO13083131**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **04.12.2012** **E 12798144 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **25.10.2017** **EP 2788620**

54 Título: **Métodos y sistemas para alertar a un generador de turbina eólica de un parque eólico de un episodio de viento extremo**

30 Prioridad:

06.12.2011 DK 201170672
06.12.2011 US 201113312732

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
26.12.2017

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

KJÆR, MARTIN ANSBJERG;
BRATH, PER;
THOMSEN, JESPER SANDBERG y
DALSGAARD, SØREN

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 647 773 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

Métodos y sistemas para alertar a un generador de turbina eólica de un parque eólico de un episodio de viento extremo

5

Campo de la invención

La presente invención se refiere, en general, a métodos y sistemas para proteger a generadores de turbina eólica (WTG, por sus siglas en inglés) de un parque eólico para que no sufran daños debido a episodios o condiciones de viento y, en particular, a métodos y sistemas para alertar a un WTG de un parque eólico sobre un episodio de viento extremo, tal como una ráfaga de viento.

10

Antecedentes de la invención

Los episodios o condiciones de viento extremo, tales como ráfagas de viento, son una fuente común de daños para los generadores de turbina eólica (WTG) modernos. Por ejemplo, si el ángulo de cabeceo de las palas de un WTG está orientado de manera óptima para maximizar la velocidad de rotación y/o el par aerodinámico, y, por lo tanto, para aumentar la producción de potencia eléctrica, una ráfaga de viento súbita podría aumentar drásticamente la carga de las palas, tal vez más allá de las limitaciones de diseño. De esta manera, en muchos parques eólicos modernos, cada WTG del parque opera de manera conservadora con un gran margen de resistencia como precaución contra la posibilidad de un episodio de viento extremo. Sin embargo, tales episodios de viento extremo son relativamente infrecuentes en muchos parques eólicos. En consecuencia, los WTG de muchos parques eólicos modernos operan de manera ineficiente durante gran parte del tiempo para evitar la relativamente rara posibilidad de sufrir daños que podrían sobrevenir debido a episodios de viento extremo.

25

La solicitud de patente de los EE. UU. número 2007/0124025 (solicitud de patente '025) describe un sistema en el que una primera turbina eólica o grupo de turbinas de un parque eólico mide la velocidad y la dirección del viento y una unidad central de procesamiento de datos predice el impacto de la carga en turbinas eólicas aguas abajo de una primera turbina o grupo de turbinas eólicas. Entonces, se generan señales de control para reducir la potencia de las turbinas eólicas aguas abajo para minimizar el impacto de la carga extrema. Sin embargo, dado que el viento cambia con frecuencia de dirección, una turbina eólica puede encontrarse aguas abajo con respecto a las demás turbinas eólicas en un momento dado, pero pasar a estar aguas arriba poco después. De esta manera, parece que para acomodar los cambios de dirección del viento, el sistema descrito en la publicación de patente '025, en la práctica, necesitaría limitar significativamente el número de turbinas que pueden recibir la señal de control para minimizar el impacto de la carga extrema. Más específicamente, parece ser que solo las turbinas que pueden beneficiarse de tal sistema deben estar siempre aguas abajo con respecto a al menos una de las otras turbinas que monitorizan la velocidad y dirección del viento. En consecuencia, los beneficios que el sistema de la publicación de patente '025 supuestamente proporciona serían bastante limitados en la práctica.

40

Además, las turbinas aguas abajo que reciben señales de control para minimizar el impacto de una carga extrema no parecen diferir de la(s) turbina(s) aguas arriba que miden la velocidad y dirección del viento. De esta manera, las turbinas aguas abajo no parecen estar diseñadas para aprovecharse de su condición protegida.

El documento US 2004/0258521 A1 divulga un sistema de alerta temprana para instalaciones de energía eólica. Los episodios, ráfagas o rachas de viento se detectan en una instalación de energía eólica individual y los resultados de la medición también se usan para otras instalaciones de energía eólica que según la dirección del viento están dispuestas detrás de la primera instalación de energía eólica. Si fuera necesario, las otras instalaciones de energía eólica pueden implementar un cambio en el ángulo de ajuste de sus palas en un momento, cuando todavía hay tiempo antes de que la ráfaga o la racha alcance la instalación de energía eólica.

50

Sumario de la invención

De acuerdo con un primer aspecto, la invención proporciona un método para alertar a un generador de turbina eólica (WTG) de un parque eólico sobre un episodio de viento extremo de acuerdo con la reivindicación 1. El método incluye medir la dirección del viento ambiente en el parque eólico y seleccionar adaptativamente, basándose al menos parcialmente en la dirección del viento medida, uno o más WTG del parque eólico para que sirvan como WTG de primera línea. El uno o más WTG seleccionados adaptativamente se operan entonces de manera defensiva como precaución contra episodios de viento extremo. En consecuencia, el parque eólico puede tener un anillo parcial de WTG de primera línea, cuya forma se adapte a los cambios en las condiciones del viento, permitiendo de ese modo una asignación de recursos eficiente para mejorar la producción de potencia.

60

En una realización del método, de acuerdo con el primer aspecto de la invención, el método además incluye la detección de un episodio de viento extremo y la generación de una alerta de episodio de viento extremo en al menos uno del uno o más WTG seleccionados adaptativamente.

65

En otra realización del método, de acuerdo con el primer aspecto de la invención, el método además incluye

propagar la alerta de episodio de viento extremo por todo el parque eólico desde el al menos uno del uno o más WTG seleccionados adaptativamente que generan la alerta de episodio de viento extremo hasta al menos un WTG no seleccionado del parque eólico.

5 En otra realización del método, de acuerdo con el primer aspecto de la invención, el método además incluye recibir la alerta de episodio de viento extremo en al menos uno de los WTG del parque eólico que no se encuentra entre el uno o más WTG seleccionados adaptativamente y determinar en cada uno de los WTG alertados si se debe operar a la defensiva el WTG alertado en respuesta a la recepción de la alerta de episodio de viento extremo.

10 En otra realización del método, de acuerdo con el primer aspecto de la invención, el método además incluye recibir la alerta de episodio de viento extremo en un controlador central del parque eólico. Además, el controlador central del parque eólico selecciona cuáles de los WTG del parque eólico son vulnerables a sufrir daños debido al episodio de viento extremo y envía la alerta de episodio de viento extremo a los WTG vulnerables.

15 En otra realización del método, de acuerdo con el primer aspecto de la invención, el episodio de viento extremo es: una ráfaga de viento, una caída extrema de la velocidad del viento, un cambio extremo en la dirección del viento, un cambio extremo en la cizalladura del viento, turbulencias de viento extremas o cualquier combinación de los mismos.

20 En otra realización del método, de acuerdo con el primer aspecto de la invención, la selección adaptativa del uno o más WTG que se han de operar a la defensiva incluye la selección de un WTG que es probable que sea el primero de entre los WTG del parque eólico que detecte un episodio de viento extremo basándose en la dirección del viento medida, como el primero del uno o más WTG que se van a operar a la defensiva. Por otra parte, para cada uno del uno o más WTG del parque eólico distintos del primer WTG seleccionado, el método incluye seleccionar el otro WTG como uno adicional del uno o más WTG que se van a operar a la defensiva basándose al menos parcialmente en una distancia entre el otro WTG y el primer WTG seleccionado.

25 En otra realización del método, de acuerdo con el primer aspecto de la invención, el método incluye además que al menos cada uno del uno o más WTG seleccionados adaptativamente esté configurado para seleccionarse adaptativamente a sí mismo como uno del uno o más WTG que se van a operar a la defensiva.

30 En otra realización del método, de acuerdo con el primer aspecto de la invención, el parque eólico incluye un controlador central configurado para seleccionar adaptativamente el uno o más WTG que se van a operar a la defensiva.

35 En otra realización del método, de acuerdo con el primer aspecto de la invención, el uno o más WTG seleccionados adaptativamente se seleccionan de entre un grupo de WTG situados dentro de una región anular exterior del parque eólico.

40 En otra realización del método, de acuerdo con el primer aspecto de la invención, el método además incluye subir la intensidad del rendimiento de al menos uno de los WTG del parque eólico que no se encuentra entre el uno o más WTG seleccionados adaptativamente.

45 En el presente documento se describe un parque eólico con una protección de alerta de episodio de viento extremo. El parque eólico incluye uno o más WTG de un primer tipo situado en una región interior del parque eólico y una pluralidad de WTG de un segundo tipo situados en una región exterior del parque eólico que rodea al menos parcialmente la región interior. El primer tipo de WTG difiere del segundo tipo de WTG al menos en una de las siguientes formas: mayor potencia nominal, mayor diámetro del rotor, menor resistencia de los cojinetes del rotor y menor resistencia de la pala. En consecuencia, los WTG que con mayor frecuencia se encuentran aguas abajo, es decir, aquellos del primer tipo, situados en la región interior, son capaces de aprovecharse de su condición protegida operando de manera más económica y/o con mayor intensidad.

50 Cada uno de la pluralidad de WTG del segundo tipo puede configurarse para operar a la defensiva como precaución contra daños debido a episodios de viento extremo y para detectar un episodio de viento extremo.

55 Al menos uno del uno o más WTG del primer tipo puede configurarse para recibir una alerta sobre el episodio de viento extremo detectado y para operar a la defensiva en respuesta a la indicación.

60 El parque eólico puede incluir, además, un controlador central configurado para enviar la alerta sobre el episodio de viento extremo detectado al por lo menos uno del uno o más WTG del primer tipo.

Cada uno de la pluralidad de WTG del segundo tipo puede configurarse para empezar a operar a la defensiva dependiendo al menos en parte de una dirección del viento ambiente.

65 En el presente documento se describe un primer WTG configurado para su colocación en una región exterior de un parque eólico que incluye una pluralidad de WTG. El primer WTG incluye un sistema de sensores de condiciones climatológicas y un controlador. El sistema de sensores de condiciones climatológicas está configurado para medir al

menos una dirección de viento ambiente con respecto al primer WTG. El controlador está configurado para hacer que el primer WTG empiece a operar a la defensiva dependiendo de la dirección del viento medido o, independientemente de la dirección del viento medida, si se recibe una alerta de un segundo WTG del parque eólico de un episodio de viento extremo inminente. De esta manera, los WTG de la región exterior se pueden operar con flexibilidad para facilitar la selección adaptativa en función de la dirección del viento de los WTG de primera línea.

El sistema de sensores de condiciones climatológicas puede estar además configurado para detectar un episodio de viento extremo. Asimismo, el controlador está además configurado para generar una alerta que se ha de transmitir a al menos un tercer WTG situado aguas abajo del primer WTG en respuesta a la detección por parte del sistema de sensores de condiciones climatológicas de un episodio de viento extremo.

Breve descripción de los dibujos

La invención se entenderá mejor con referencia a la descripción detallada cuando se toma en consideración junto con los ejemplos no limitativos y los dibujos adjuntos.

La Figura 1 muestra una estructura general de un generador de turbina eólica (WTG).

La Figura 2 muestra un ejemplo de un parque eólico que incluye varios casos de WTG de la Figura 1.

La Figura 3 muestra un diagrama de flujo que representa un ejemplo de un método para alertar a un WTG de un parque eólico, tal como el parque eólico de la Figura 2, de un episodio de viento extremo.

La Figura 4 muestra otro ejemplo de parque eólico que incluye un controlador central.

La Figura 5 muestra un diagrama de flujo que representa un ejemplo de un método para alertar a un WTG de un parque eólico sobre un episodio de viento extremo usando el controlador central.

La Figura 6 muestra un diagrama de flujo que representa un ejemplo de un método para llevar a cabo una etapa de selección adaptativa de WTG de primera línea del método de la Figura 5.

La Figura 7 muestra un diagrama de flujo que representa otro ejemplo de un método para llevar a cabo la etapa de selección adaptativa de WTG de primera línea del método de la Figura 5.

La Figura 8 muestra un ejemplo de tabla de selección de WTG de primera línea que un controlador que selecciona adaptativamente WTG de primera línea en un parque eólico puede usar como referencia para alertar a otros WTG del parque eólico sobre episodios de viento extremo.

La Figura 9 muestra un diagrama de flujo que representa un ejemplo de un método descentralizado para alertar a un WTG de un parque eólico sobre un episodio de viento extremo.

La Figura 10 muestra un diagrama de flujo que representa un ejemplo de un método para llevar a cabo una etapa de selección adaptativa de WTG de primera línea del método de la Figura 9.

La Figura 11 muestra un diagrama de flujo que representa otro ejemplo para llevar a cabo una etapa de selección adaptativa de WTG de primera línea del método de la Figura 9.

La Figura 12 muestra el parque eólico de la Figura 2 y describe un ejemplo de selección en el que los WTG de primera línea del parque eólico pueden seleccionarse para operar como WTG de primera línea.

La Figura 13 muestra otro parque eólico y describe un ejemplo de selección en el que los WTG de primera línea del parque eólico pueden seleccionarse para operar como WTG de primera línea.

Descripción detallada de la invención

Lo que sigue es una descripción detallada de las realizaciones de la invención descritas en los dibujos adjuntos. Las realizaciones son ejemplos y contienen detalles suficientes como para comunicar claramente la invención. Sin embargo, no se pretende que la cantidad de detalles ofrecidos limiten las variaciones anticipadas de las realizaciones.

Además, en diversas realizaciones la invención proporciona numerosas ventajas con respecto a la técnica anterior. No obstante, si bien las realizaciones de la invención pueden lograr ventajas frente a otras posibles soluciones y/o frente a la técnica anterior, se alcance o no una ventaja particular mediante una realización dada, esta no constituye una limitación de la invención. Por tanto, los siguientes aspectos, características, realizaciones y ventajas son meramente ilustrativos y no deben considerarse elementos o limitaciones de las reivindicaciones adjuntas salvo cuando así se indique explícitamente en una reivindicación o reivindicaciones. De manera similar, la referencia a "la

invención" no deberá interpretarse como una generalización de ninguna materia objeto inventiva divulgada en el presente documento y no deberá considerarse como un elemento o limitación de las reivindicaciones adjuntas, salvo cuando así se indique explícitamente en una reivindicación o reivindicaciones.

- 5 Los ejemplos de métodos y sistemas descritos en el presente documento pueden usarse para proteger de manera efectiva a los generadores de turbina eólica (WTG) de un parque eólico para que no sufran daños debido a episodios súbitos de vientos extremos, tales como ráfagas de viento. Por ejemplo, de acuerdo con una realización, se seleccionan adaptativamente determinados WTG del parque eólico, basándose en la dirección del viento medida, para operar a la defensiva. Al seleccionar adaptativamente determinados WTG para operar a la defensiva, los WTG operados a la defensiva pueden detectar el advenimiento de un episodio de viento extremo y se puede generar una alerta en beneficio de los WTG no seleccionados para operar a la defensiva. Por otra parte, al hacer la selección adaptativa con respecto a la dirección del viento medida, se puede minimizar el número de WTG que es necesario operar a la defensiva. Por ejemplo, en lugar de operar todos los WTG de la parte más exterior del parque eólico a la defensiva, la selección de WTG que se han de operar a la defensiva puede limitarse inteligentemente a aquellos que estén más a barlovento con respecto a otros WTG del parque eólico y/o basándose en otros criterios. Además de seleccionar adaptativamente los WTG de primera línea o como alternativa, el parque eólico puede incluir un conjunto de WTG exteriores situados dentro de una región anular exterior del parque eólico que sean más resistentes y/o estén calificados para un rendimiento inferior que el conjunto de WTG interiores restantes.
- 10
- 15
- 20 Además, de acuerdo con otro ejemplo de métodos y sistemas descritos en el presente documento, se puede identificar de antemano determinados WTG de un parque eólico que es improbable que sean seleccionados para operar a la defensiva debido a que están rodeados por otros WTG. Tales WTG interiores pueden ser, por lo tanto, de un tipo diferente al de los otros WTG del parque eólico. Por ejemplo, los WTG interiores pueden construirse con una mayor potencia nominal, un mayor diámetro de rotor, una menor resistencia de los cojinetes del rotor y/o una menor resistencia de la pala.
- 25

La Fig.1 ilustra un ejemplo de WTG 100 de acuerdo con una realización. Como se ilustra en la Fig.1, el WTG 100 incluye una torre 110, una góndola 120 y un rotor 130. En una realización, el WTG 100 puede ser una turbina eólica terrestre. Sin embargo, las realizaciones de la invención no están limitadas únicamente a las turbinas eólicas terrestres. En realizaciones alternativas, la turbina eólica 100 puede ser una turbina eólica no terrestre situada sobre un cuerpo de agua, tal como, por ejemplo, un lago, un mar o similares. La torre 110 de tal turbina eólica no terrestre está instalada bien sobre el lecho marino o sobre plataformas estabilizadas sobre o por encima del nivel del mar.

30

La torre 110 del WTG 100 puede estar configurada para elevar la góndola 120 y el rotor 130 hasta una altura donde el rotor 130 puede recibir un flujo de aire fuerte, menos turbulento y, en general, sin obstáculos. La altura de la torre 110 puede tener cualquier altura razonable y debería tener en consideración la longitud de las palas de la turbina eólica que se extienden desde el rotor 130. La torre 110 puede fabricarse con cualquier tipo de material, por ejemplo, acero, hormigón o similares. En algunas realizaciones, la torre 110 puede estar hecha de cualquier material monolítico. Sin embargo, en realizaciones alternativas, la torre 110 puede incluir una pluralidad de secciones. En algunas realizaciones de la invención, la torre 110 puede ser una torre en celosía. En consecuencia, la torre 110 puede incluir perfiles de acero soldados.

35

40

El rotor 130 puede incluir un buje de rotor (en adelante denominado simplemente "buje") 132 y al menos una pala 140 (tres de tales palas 140 se muestran en la Fig.1). El buje de rotor 132 puede estar configurado para acoplar la al menos una pala 140 a un árbol (no mostrado). En una realización, las palas 140 pueden tener un perfil aerodinámico tal, que a velocidades de viento predefinidas, las palas 140 experimenten una elevación, haciendo así que las palas roten radialmente en torno al buje. El buje 132 puede además comprender mecanismos (no mostrados) para ajustar el cabeceo de la pala 140 aumentar o reducir la cantidad de energía eólica capturada por la pala 140. El cabeceo ajusta el ángulo al que el viento golpea la pala 140. En ciertas realizaciones, sin embargo, se pueden omitir los mecanismos de cabeceo y, en consecuencia, en tales realizaciones no se puede ajustar el cabeceo de las palas 140.

45

50

El buje 132 normalmente rota alrededor de un eje sustancialmente horizontal a lo largo de un árbol de accionamiento (no mostrado) que se extiende desde el buje 132 hasta la góndola 120. El árbol de accionamiento habitualmente está acoplado a uno o más componentes de la góndola 120, que están configurados para convertir la energía de rotación del árbol en energía eléctrica.

55

Si bien el WTG 100 mostrado en la Fig. 1 tiene tres palas 140, cabe destacar que un WTG puede tener un número diferente de palas. Es común encontrar WTG que tienen de dos a cuatro palas. El WTG 100 mostrado en la Fig.1 es una Turbina Eólica de Eje Horizontal (HAWT, por sus siglas en inglés) dado que el rotor 130 rota alrededor de un eje horizontal. Cabe destacar que el rotor 130 puede rotar alrededor de un eje vertical. Tal WTG cuyo rotor rota alrededor de un eje vertical se conoce como, Turbina Eólica de Eje Vertical (VAWT, por sus siglas en inglés). Las realizaciones de WTG descritas en lo sucesivo no se limitan a HAWT de 3 palas. Pueden implementarse tanto en turbinas HAWT como en VAWT, que tengan cualquier número de palas 140 en el rotor 130.

60

Cada una de las palas 140 También puede estar equipada con un sensor de momento de flexión 142 (es decir, un

65

sensor de carga), tal como un extensómetro, un acelerómetro, un sensor de vibración o cualquier otro tipo de sensor capaz de detectar al menos una magnitud de un momento de flexión experimentado por una pala de WTG. El sensor del momento de flexión 142 puede colocarse en un extremo de la raíz de la pala para detectar la tensión debida a un momento de flexión del alerón de la pala, es decir, un momento que hace que la pala se desvíe en una dirección normal al plano del rotor 130. Si bien se describe una turbina eólica 100 con un único sensor de momento de flexión 142 en cada pala 140, se pueden incluir múltiples sensores de momentos de flexión 142 en cada pala en diversas posiciones, por ejemplo, a 20 %, 40%, 50%, 60 %, 75 % y 80 % del radio de la pala desde la raíz de la pala. Por otra parte, al menos algunos de los múltiples sensores de momento de flexión 142 (o, como alternativa, al menos un sensor de momento de flexión adicional) puede colocarse para medir un momento de flexión en el borde, es decir, un momento que hace que la pala se desvíe en una dirección que está sustancialmente dentro del plano del rotor 130. Como alternativa, únicamente una sola de las palas 140 puede estar equipada con uno o más sensores de momento de flexión 142.

Además, aparte de colocar uno o más sensores de momento de flexión 142 sobre o dentro de cada pala 140, se pueden usar uno o más sensores adicionales para controlar o registrar datos sobre la operación del WTG 100 o su entorno operativo. Por ejemplo, el WTG 100 puede incluir un sensor en la parte trasera de la góndola 120 en forma de acelerómetro. El acelerómetro puede montarse de tal manera que el acelerómetro detecte oscilaciones horizontales o sustancialmente horizontales de la góndola, lo que puede tener como resultado oscilaciones de las palas en el sentido del canto.

El WTG 100 también puede incluir un sistema de sensores de condiciones climatológicas 150 que incluya sensores, tales como un sensor de velocidad del viento, un sensor de dirección del viento, un sensor de temperatura y/o un sensor de presión barométrica. También se puede considerar que el sistema de sensores de condiciones climatológicas 150 incluya al menos parte de los sensores mencionados anteriormente, tales como los sensores de momento de flexión 142, en la medida en la que tales sensores se pueden usar para detectar condiciones climatológicas, tales como velocidad y dirección del viento. Además, cabe destacar que las señales producidas por los sensores del sistema de sensores de condiciones climatológicas 150 y, cualquier otra señal de los sensores del WTG, se pueden filtrar, por ejemplo, mediante un filtro de paso bajo, un filtro de paso alto, un filtro de paso de banda y/o un filtro supresor de banda antes de su uso.

En la góndola 120 están situados uno o más controladores 160 usados para controlar diversos aspectos del WTG 100. Por ejemplo, el uno o más controladores 160 reciben datos de los diversos sensores y controlan aspectos tales como la velocidad del rotor, el ángulo de cabeceo de la pala, el nivel de potencia producida, etc. Asimismo, el uno o más controladores 160 pueden incluir o tener acceso a uno o más dispositivos de memoria en los que se almacenan datos de referencia, tales como tablas de consulta, datos climatológicos y sobre el modelo del parque eólico y similares. Al menos algunos del uno o más controladores 160 también pueden estar situados fuera de la góndola 120, tal como en la torre 110 o en otra estructura cerca del WTG 100. El uno o más controladores 160 pueden implementarse usando circuitos que incluyan equipos informáticos, programas informáticos codificados en medios legibles por ordenador, incluyendo medios programables y no programables, o cualquier combinación de los anteriores.

La Fig. 2 muestra un parque eólico 200 que incluye diversos casos del WTG 100 de la Fig. 1. El parque eólico 200 puede estar compuesto por un conjunto de WTG exteriores 210 y un conjunto de WTG interiores 220 que sean funcionalmente equivalentes a los WTG exteriores 210 salvo que, en funcionamiento, los WTG exteriores 210 se seleccionen adaptativamente (o se eliminen de la selección) para operar como turbinas de primera línea. Por otra parte, los WTG exteriores 210 pueden estar limitados a aquellos WTG que estén situados dentro de una región anular exterior del parque eólico o una parte del mismo. La anchura de la región anular la puede determinar un ingeniero titular basándose en lo rápido que un episodio de viento puede viajar, en el peor escenario posible, y lo rápido que cada WTG del parque eólico podría reaccionar adecuadamente ante una alerta de episodio de viento extremo.

Cuando se seleccionan para operar como WTG de primera línea, los WTG exteriores 210 operan a la defensiva como precaución contra episodios de viento extremo, detectan episodios de viento extremo y alertan a los WTG interiores 220 y cualquier WTG exterior no seleccionado 210 sobre episodios de viento extremo detectados, de modo que los WTG puedan cambiar a tiempo a una operación defensiva. Por ejemplo, las alertas 230 se envían desde uno o más de los WTG de primera línea cuando la una o más turbinas de primera línea detectan una ráfaga de viento 240. De esta manera, el controlador 160 de cada uno de los WTG exteriores 210 está configurado para hacer que el WTG empiece a operar a la defensiva dependiendo de la dirección del viento medida o, independientemente de la dirección del viento medida, si se recibe una indicación de otro WTG del parque eólico sobre un episodio de viento extremo inminente.

Por un "episodio de viento extremo," tal y como se usa esta frase o frases similares en el presente documento, se debe entender que incluye, a modo de ejemplo y no de limitación, una ráfaga de viento, ya sea coherente o no coherente, una caída extrema de la velocidad del viento, un cambio extremo en la dirección del viento, un cambio extremo en la cizalladura del viento, turbulencias de viento extremas o cualquier combinación de los mismos. Además, por una "operación defensiva" de un WTG o terminología similar tal y como se usa en el presente

documento, se debe entender que significa la operación de un WTG de manera conservadora para reducir la probabilidad de sufrir daños debido a un episodio de viento extremo. De esta manera, operar un WTG a la defensiva puede incluir la reducción de una de velocidad de rotación de referencia para un algoritmo de control de la velocidad de un rotor, aumentar un ángulo de cabeceo mínimo para un algoritmo de control de cabeceo de pala y/o disminuir una potencia de referencia para un algoritmo de control de nivel de potencia. Reducir la velocidad de rotación de referencia y/o aumentar el ángulo mínimo de cabeceo reduce la probabilidad de sufrir daños debido a un episodio de viento extremo porque ambas acciones conllevan una disminución de la carga debido a la variación del ángulo de ataque. De esta manera, por ejemplo, una ráfaga súbita no provocará que la velocidad del rotor o la carga de la pala superen las limitaciones de diseño. Además, disminuyendo la potencia de referencia se reduce la probabilidad de sufrir daños creando un margen de error por debajo de la potencia nominal del WTG que el WTG puede cruzar sin correr riesgos innecesarios de sufrir daños en caso de producirse un episodio de viento extremo. Además, la operación a la defensiva puede diferir más para una operación a carga parcial que para una operación a plena carga. Por ejemplo, cuando se opera a una carga parcial, el WTG puede operar a la defensiva aumentando el ángulo mínimo de cabeceo y disminuyendo la velocidad de rotación de referencia y, cuando se opera a plena carga, el WTG puede operar a la defensiva disminuyendo la velocidad de rotación de referencia y disminuyendo la potencia de referencia.

La Fig. 3 muestra un ejemplo de un método 300 para alertar uno o más WTG 100 del parque eólico 200 sobre un episodio de viento extremo. El método 300 incluye una primera etapa 310 en la que las condiciones climatológicas se miden para obtener una dirección del viento medida (MWD) del viento ambiente en el parque eólico 200. La dirección de viento puede medirse, por ejemplo, mediante un anemómetro. Además o como alternativa, una medición de la dirección del viento puede derivarse de los sensores de momento de flexión de una pala. En la siguiente etapa 320, el método 300 compara la actual MWD con una o más mediciones anteriores de la dirección del viento para determinar si la MWD actual ha variado en más de una cantidad umbral. Dado que la dirección del viento puede variar con frecuencia de dirección temporalmente durante breves momentos, la MWD puede procesarse, por ejemplo, mediante un filtro de paso bajo y/o una función de promedio móvil, antes de la comparación. Si la MWD no ha variado en más de una cantidad umbral el método 300 regresa a la etapa 310 para seguir midiendo la dirección del viento. Si, por otra parte, la MWD ha variado en más de la cantidad umbral, el método 300 prosigue hasta la etapa 330, en cuyo punto uno o más WTG 100 del parque eólico 200 se seleccionan adaptativamente, basándose al menos parcialmente en la MWD, para servir como WTG de primera línea. De esta manera, la selección de las turbinas de primera línea cambiará solo cuando la MWD varíe en una cantidad significativa.

Debido a que es probable que muchos tipos de episodios de viento extremo se propaguen en la misma dirección que la dirección del viento medido, la selección de WTG de primera línea se basa al menos parcialmente en la MWD. Por ejemplo, los WTG exteriores 210 que están más a barlovento pueden seleccionarse para servir como WTG de primera línea. Criterios adicionales, tales como un modelo climatológico y/o un modelo del terreno pueden tenerse en consideración en la selección de los WTG de primera línea. Por otra parte, para justificar la posibilidad de un cambio súbito de dirección o episodios locales de viento extremo, se pueden seleccionar WTG exteriores 210 distintos a los que están más a barlovento para servir como WTG de primera línea.

El grupo de WTG a partir de los cuales se seleccionan los WTG de primera línea puede estar limitado a los WTG exteriores 210. Sin embargo, si uno o más de los WTG exteriores 210 no están operativos o bien son incapaces de realizar adecuadamente las operaciones de primera línea, el grupo puede ampliarse para incluir uno o más WTG interiores 220. Por otra parte, la cantidad de variación del umbral de MWD la puede determinar el ingeniero a cargo basándose en los parámetros de diseño, tales como, una sensibilidad deseada a las variaciones de la dirección del viento y/o un nivel esperado de variabilidad de dirección de viento predicha por un modelo de clima ambiente y/o de terreno circundante.

Como se muestra en la etapa 340, los WTG que se han seleccionado adaptativamente en la etapa 330 operan a la defensiva como WTG de primera línea para protegerse contra episodios de viento extremo. Por otra parte, cada uno de los WTG de primera línea vigila que no haya episodios de viento extremo y genera una alerta si se detecta un episodio de viento extremo. Por ejemplo, en la etapa 350 se ha detectado un episodio de viento extremo en al menos uno de los de los WTG de primera línea y se genera una alerta. Así, en la etapa 360, la alerta de episodio de viento extremo se envía a al menos uno de los otros WTG del parque eólico. Por ejemplo, la alerta puede enviarse a todos los WTG del parque eólico que no operen como WTG de primera línea. Los WTG no seleccionados para operar como WTG de primera línea pueden operar normalmente o a un nivel mejorado de rendimiento más allá de un nivel de diseño nominal (es decir, sobrevalorado), haciendo así un uso eficiente de su estado protegido.

En la etapa 370, la alerta se recibe en al menos uno de los WTG que no están en primera línea. La alerta puede recibirse directamente del WTG de primera línea que ha generado la alerta o indirectamente de otro WTG o de un controlador central que reciba la alerta directa o indirectamente del WTG de primera línea que generó la alerta. Un WTG alertado puede entonces determinar qué acción emprender en respuesta a la alerta. Si, por ejemplo, el WTG alertado ya está operando a la defensiva por otro motivo, el WTG alertado puede no cambiar su modo de operación. Como alternativa, el WTG alertado puede implementar un procedimiento de cierre en respuesta a la recepción de la alerta. Por otra parte, la alerta puede incluir información sobre la severidad del episodio de viento extremo, tal como la velocidad del viento y el WTG alertado puede emprender medidas preventivas dependiendo de la severidad.

La detección de episodios de viento extremo, tales como una ráfaga de viento o una caída extrema puede incluir, por ejemplo, la detección de un cambio súbito en las mediciones del anemómetro, mediciones de la carga de la pala o del momento de combado y/o mediciones de aceleración de la góndola. Además, se puede usar una estimación de la velocidad del viento para detectar una ráfaga de viento o una caída extrema. Se puede medir una estimación de la velocidad del viento mediante un anemómetro o derivado, por ejemplo, basándose en la potencia de la red medida (o de referencia), la velocidad de rotación medida (o de referencia), los ángulos de cabeceo medidos (o de referencia) y/o la tabla-Cp para el rotor.

También pueden detectarse otros tipos de episodios de viento extremo, tales como variaciones de dirección acompañadas por una ráfaga coherente, episodios de cizalladura del viento y episodios de vientos locales de gran velocidad en un plano del rotor. Por ejemplo, se puede detectar una variación de dirección acompañada de una ráfaga coherente evaluando las mediciones de un sensor de dirección del viento (error de guiñada) y, al mismo tiempo, evaluando las mediciones de un anemómetro. La detección de la variación de dirección acompañada por una ráfaga coherente también se puede realizar separando una componente de inclinación de las mediciones de la carga de la pala y detectar un cambio súbito de la componente de inclinación. La detección de los episodios de cizalladura del viento también pueden incluir variaciones súbitas en la componente de inclinación. Además o como alternativa, la detección de episodios de cizalladura de viento puede incluir la detección de un cambio súbito en la componente de inclinación de una medición del acelerómetro de la góndola.

Las mediciones individuales de carga de la pala también pueden evaluarse para detectar episodios locales de viento en el plano del rotor. Cabe destacar que los métodos anteriores de detección de episodios de viento extremo buscan detectar un episodio o condición de viento específica usando diferentes sensores y tratamientos de los datos del sensor. Como alternativa, una carga excesivamente alta medida en una parte estructural del WTG también puede tomarse como indicación de un episodio de viento extremo. Por ejemplo, es probable que se produzca un episodio de viento extremo si una única medición de carga de pala supera un umbral predeterminado, si los valores derivados de inclinación y/o guiñada superan un umbral predeterminado, el esfuerzo de una torre (por ejemplo, medido por uno o más extensómetros en la torre del WTG), supera un umbral predeterminado o la aceleración de una torre (por ejemplo, medida por un acelerómetro en la parte superior de la torre) supera un umbral predeterminado.

La Fig. 4 muestra un parque eólico 400 similar al parque eólico 200 de la Fig. 2, pero que incluye un controlador central 410. El controlador central 410 puede ser un único controlador o un grupo de controladores acoplados comunicativamente. El controlador central 410 controla varios aspectos de los WTG 100 del parque eólico 400, incluyendo, por ejemplo, una o más características de potencia producida por cada WTG 100. El controlador central 410 puede recibir datos de la red y/o de varios sensores del parque eólico 400 y/o de una red eléctrica para realizar sus operaciones de control. Por otra parte, el controlador 410 puede incluir o tener acceso a uno o más dispositivos de memoria en los que se almacenan datos de referencia, tales como tablas de consulta, datos climatológicos y sobre el modelo del parque eólico y similares. El controlador 410 puede estar situado dentro de la góndola de uno de los WTG 100 o en una estructura aparte del parque eólico 400 y puede implementarse usando circuitos que incluyan equipos informáticos, programas informáticos codificados en medios legibles por ordenador, incluyendo medios programables y no programables, o cualquier combinación de los anteriores.

Los controladores 160 de cada WTG 100 individual y/o el controlador central 410 pueden efectuar una o más etapas del método 300 (o partes de una o más etapas). Por ejemplo, La Fig. 5 muestra un ejemplo de un método 500 para alertar a uno o más WTG 100 del parque eólico 400 sobre un episodio de viento extremo en el que la selección de las turbinas de primera línea la efectúa el controlador central 410. En la etapa 510, el controlador central 410 recibe al menos una medición de la dirección del viento (MWD) del viento ambiente en el parque eólico. La MWD puede recibirse desde un único WTG del parque eólico 400. Como alternativa, el controlador central 410 puede recibir múltiples mediciones de dirección del viento a lo largo del tiempo y/o de múltiples WTG y puede combinar las mediciones, por ejemplo, mediante una operación de promediado, para producir un único valor de MWD.

A continuación, en la etapa 520, el controlador central 410 selecciona adaptativamente, basándose al menos parcialmente en la MWD, cuáles de los WTG 100 deberían servir como WTG de primera línea. El método 500 entonces continua hasta la etapa 530 donde las mediciones de la dirección del viento se reciben de nuevo. Si, en la etapa 540, la MWD varía en más de la cantidad umbral, el proceso de selección se realiza de nuevo en la etapa 520 para contemplar esta variación. Sin embargo, si la MWD permanece relativamente sin cambios, el controlador central 410 determina, en la etapa 550, si se ha detectado algún episodio de viento extremo en cualquiera de los WTG de primera línea. Si no se ha detectado ningún episodio de viento extremo, el controlador central 410 vuelve a monitorizar la dirección del viento y a adaptar la selección de WTG de primera línea en las etapas 530, 540, y 520. Si, sin embargo, se ha detectado un episodio de viento extremo, el método procede a la etapa 560 y el controlador central 410 selecciona qué WTG del parque eólico son vulnerables a sufrir daños debido al episodio de viento extremo y envía una alerta a estos WTG. Como alternativa, el controlador central 410 envía una alerta a todos los WTG del parque eólico o al menos a todos los WTG fuera del grupo de WTG de primera línea y cada WTG alertado determina cómo responder.

La selección de WTG de primera línea de la etapa 520 puede implementarse de diversas formas. En la Fig. 6 y en la Fig. 7, respectivamente, se muestran unas vistas de dos ejemplos alternativos de métodos para llevar a cabo la

etapa 520. La Fig. 6 muestra un primer método 520A para llevar a cabo la etapa 520 en la que los WTG de primera línea se seleccionan basándose al menos en la MWD. En primer lugar, en la etapa 610, el controlador central 410 determina la posición de cada WTG del parque eólico a lo largo de la MWD. En la etapa 620, el controlador central 410 determina qué WTG está más aguas arriba en la MWD basándose al menos parcialmente en la posición determinada de cada WTG. El determinar qué WTG está más aguas arriba en la MWD, facilita la identificación de qué WTG tiene más probabilidad de que un episodio de viento extremo le alcance primero y el controlador central 410 puede entonces seleccionar esos WTG como WTG de primera línea. Por ejemplo, en la etapa 630, el controlador central 410 selecciona el WTG más aguas arriba para que opere a la defensiva, así como cualquier WTG que esté dentro de una distancia umbral en la MWD desde el WTG más aguas arriba para que opere a la defensiva. La distancia umbral puede ser un umbral predeterminado o adaptativo que sea lo bastante amplio como para acomodar el peor escenario posible. Por ejemplo, la distancia umbral puede ser un valor predeterminado basado en la velocidad de desplazamiento máxima esperada de los episodios de viento extremo y un tiempo de reacción máximo necesario para que un WTG tome precauciones para no sufrir daños por el episodio de viento extremo. Tales datos del escenario peor posible pueden determinarse a través de una simulación y/o pruebas empíricas y la distancia umbral puede derivarse a partir de estos datos.

En las etapas 640 y 650, el proceso de selección efectuado en las etapas 610 a 630 se repite dos veces para la primera y segunda direcciones de amortiguamiento. Para la primera repetición, la MWD usada para el proceso de selección es la MWD más un ángulo de amortiguamiento, tal como 15 grados. Para la segunda repetición, la MWD usada para el proceso de selección es la MWD menos el ángulo de amortiguamiento. Al repetir el proceso de selección de esta manera, la selección de WTG de primera línea se amplía para cubrir un frente mayor al incluir los WTG periféricos al WTG más aguas arriba. De esta manera, el parque eólico estará protegido contra episodios de viento extremo que vengan del MWD y direcciones próximas al MWD. Para parques eólicos muy grandes, se puede aumentar el ángulo de amortiguamiento con relación al usado en parques eólicos más pequeños y/o repeticiones adicionales para los correspondientes ángulos de amortiguación (por ejemplo, 10 grados, 15 grados, 20 grados, etc.) se pueden incluir en el método 520A. Por otra parte, para parques eólicos relativamente pequeños (por ejemplo, de tres a aproximadamente veinte WTG) y dependiendo de lo dispersos que los WTG estén situados los unos con respecto a los otros, se pueden omitir las repeticiones del ángulo de amortiguamiento de las etapas 640 y 650 del método 520A.

En la etapa 660, el controlador central 410 deselectiona cualquier WTG actualmente seleccionado para una operación a la defensiva pero que se haya omitido de la ronda más reciente de repeticiones de selección (es decir, la repetición de selección realizada para la MWD más reciente, la repetición de selección para la MWD más el ángulo de amortiguamiento y la repetición de selección para la MWD menos el ángulo de amortiguamiento). En consecuencia, los WTG que se designaron previamente para operar a la defensiva pero que ya no es necesario dada la actual MWD (por ejemplo, turbinas previamente situadas aguas arriba pero que ahora están situadas aguas abajo) pueden mejorar su nivel de rendimiento y de este modo producir más potencia que si operaran continuamente a la defensiva.

Un segundo método 520B para seleccionar los WTG de primera línea se muestra en la Fig. 7. El método 520B difiere del método 520A de la Fig. 6 en que el controlador central 410 usa un temporizador de cuenta a tras asociado con los WTG seleccionados de primera línea en la etapa 760 para determinar cuándo se debe eliminar de la selección a un WTG de primera línea. Más específicamente, el método 520B incluye una etapa 735, después de la etapa 630 en la que el temporizador de cuenta a tras se inicia para los WTG seleccionados ejecutando la etapa 630. En una realización, un temporizador de cuenta atrás diferente está asociado exclusivamente a cada WTG seleccionado. En consecuencia, si se selecciona un primer WTG en una primera ronda de repeticiones de selección y no se selecciona en una segunda ronda de repeticiones de selección, el primer WTG puede seguir operando a la defensiva si el tiempo de cuenta atrás asociado con él no ha expirado. De esta manera, la selección de un WTG de primera línea tiene forma de histéresis y, en consecuencia, la selección de un WTG de primera línea no solo dependerá de la MWD actual sino también de las MWD recientes. La cantidad de tiempo después del cual el tiempo de cuenta atrás expira puede ser una cantidad predeterminada, que va desde aproximadamente 10 minutos hasta aproximadamente 20 minutos, por ejemplo.

En otra realización, la selección de un WTG de primera línea puede implementarse usando una tabla de consulta con entradas introducidas por un ingeniero titular del parque eólico. La Fig. 8 muestra un ejemplo de tabla de consulta 800 para la selección de WTG de primera línea, que designa cuáles de los WTG exteriores 210 (enumerados a lo largo de la fila superior de la tabla) deberían operar a la defensiva como WTG de primera línea para cada una de la pluralidad de MWD (enumeradas a lo largo de la columna izquierda de la tabla). Cada celda de la tabla 800 puede incluir una indicación legible por ordenador (mostrada en la tabla como una "X") en cuanto a si un WTG dado debería operar a la defensiva para una MWD dada. La tabla puede guardarse en un dispositivo de memoria accesible para el controlador central 410. De esta manera, el controlador central 410 puede recibir mediciones sobre la dirección del viento de vez en cuando, consultar en la tabla 800 qué WTG del parque eólico deberían operarse a la defensiva como WTG de primera línea basándose en la MWD y enviar las órdenes pertinentes a tales WTG para implementar la primera línea de protección del parque eólico. Como alternativa, cada uno de los controladores 160 de cada WTG 210 exterior puede medir la dirección del viento y puede tener acceso a la tabla de consulta 800 (o una copia local de la tabla de consulta) para determinar si el correspondiente WTG 210

exterior debería operar a la defensiva basándose en la MWD.

Las entradas de la tabla 800 las puede introducir manualmente un ingeniero titular basándose, por ejemplo, en un minucioso estudio del clima y el terreno. Como alternativa o de manera adicional, cualquiera de los métodos 500 y 900 anteriores o variaciones de los mismos puede llevarse a cabo en un entorno de simulación para ayudar al ingeniero a determinar cómo introducir los datos en la tabla 800.

En ocasiones, uno cualquiera de los WTG exteriores 210 puede fallar o ser incapaz de servir como un WTG de primera línea. Por lo tanto, además de usar la tabla de consulta 800, también pueden prepararse para su uso si fuera necesario, una o más tablas de consulta de contingencia que designen uno o más WTG interiores 220 como WTG de primera línea para determinadas direcciones del viento. Como alternativa, el controlador 160 de cada WTG puede configurarse para usar la tabla de consulta 800 por defecto, pero invalidar la tabla de consulta 800 si fuera necesario debido a, por ejemplo, un fallo en un WTG 210 exterior. Para facilitar la detección sobre si la tabla de consulta 800 debería invalidarse, cada WTG puede rastrear su estado, bien como protegido - si está operando a la defensiva o aguas abajo de un WTG protegido - o sin proteger - si es incapaz de operar a la defensiva o detectar episodios de viento extremo. Por otra parte, el estado de cada uno de los WTG en la vecindad de los WTG puede ser accesible para cada WTG, para, por ejemplo, una base de datos central o red de comunicación punto a punto entre los WTG. De esta manera, si un WTG detecta o recibe una indicación de que un WTG aguas arriba designado por la tabla 800 como un WTG de primera línea está en realidad sin proteger, el WTG aguas abajo puede invalidar la tabla 800 y operar como un WTG de primera línea, llenando así un hueco en la primera línea de protección que de lo contrario existiría.

El uso de la tabla de consulta 800 por cada uno de los controladores 160 de cada WTG es un ejemplo de un método descentralizado para proporcionar protección contra episodios de viento extremo. La Fig. 9 muestra otro método descentralizado 900 que los controladores 160 de cada WTG 100 del parque eólico 200 pueden aplicar para proporcionar una primera línea de protección para el parque eólico 200 en conjunto. El método 900 también puede implementarse en un parque eólico que tiene un controlador central, tal como el parque eólico 400, dado que el controlador central puede usarse para fines distintos a los de la primera línea de protección. Por otra parte, dado que el controlador de cada WTG del parque eólico implementa el método 900 en paralelo con otros controladores de WTG, la siguiente descripción de cómo se implementa el método 900 en un controlador de WTG bastará para describir cómo la implementarían otros controladores.

En la etapa 910 del método 900, el controlador 160 de un WTG 100 obtiene una medición de la dirección del viento (MWD) bien directa o indirectamente, por ejemplo, desde otro WTG.

Así, en la etapa 920, el controlador 160 determina si la MWD ha variado en más de una cantidad umbral. Esta etapa puede llevarse a cabo de manera similar a la etapa 320 descrita antes con referencia a la Fig. 3 y si la MWD no varía lo bastante, se repiten las etapas 910 y 920. Si la MWD ha cambiado significativamente lo suficiente, el método 900 procede a la etapa 930 donde el controlador 160 determina si el WTG debería operar como un WTG de primera línea basándose al menos parcialmente en la MWD. Si, en la etapa 940 posterior, el controlador 160 determina que no es necesario que el WTG opere como un WTG de primera línea (por ejemplo, debido a la presencia de otro WTG de primera línea aguas arriba), el método vuelve a la etapa 910 para seguir monitorizando la dirección del viento. Las etapas 910 a 940 se repiten hasta que se determina que el WTG debería designarse a sí mismo para operar como un WTG de primera línea en la etapa 930 y el método 900 procede a la etapa 950.

En la etapa 950, el WTG opera a la defensiva y monitoriza en busca de episodios de viento extremo usando, por ejemplo, el sistema de sensores de condiciones climatológicas 150. Si no se detecta un episodio de viento extremo (etapa 960) se mide la dirección del viento de nuevo (etapa 970) y si la dirección no ha variado en más de la cantidad umbral (etapa 990), el WTG sigue operando a la defensiva y monitorizando en busca de episodios de viento extremo (etapa 950). Si, sin embargo, se detecta un episodio de viento extremo (etapa 960), el WTG envía, en la etapa 980, una alerta a uno o más WTG distintos del parque eólico. Por ejemplo, el WTG puede enviar la alerta a todos los WTG vecinos o al menos a todos los WTG vecinos aguas abajo, que a su vez pueden enviar la alerta a sus WTG vecinos hasta que la alerta se haya propagado por todo el parque eólico. Como alternativa, la alerta puede enviarse al controlador central 410 y luego, a uno o más WTG adicionales a través del controlador central 410. Si no se detecta ningún episodio de viento extremo, sin embargo, y, en la etapa 990 se determina que la MWD es mayor que la cantidad umbral, el método 900 vuelve a la etapa 930 para determinar si el WTG debería seguir operando como un WTG de primera línea.

La determinación en la etapa 930 de si el WTG 100 debería operar como un WTG de primera línea puede hacerse de acuerdo con varios métodos. Las Fig. 10 y 11 muestran solo dos ejemplos de métodos 930A y 930B para determinar si debe operar como un WTG de primera línea o no en la etapa 930. En el primer método 930A alternativo, el controlador 160 determina si cualquier WTG que está más allá de una distancia umbral aguas arriba en la MWD es un WTG de primera línea (etapa 1010). El controlador 160 también hace esta determinación para la MWD más un ángulo de amortiguamiento y menos el ángulo de amortiguamiento. Si no se detecta ningún WTG de primera línea en la MWD o dentro de un sector abarcado por el ángulo de amortiguamiento, el controlador 160 procede a la etapa 1050 y designa el WTG para que opere a la defensiva como un WTG de primera línea. De lo

contrario, el método 930A procede a la etapa 1040 y el WTG no se designa a sí mismo para operar a la defensiva como un WTG de primera línea. Por otra parte, para facilitar la detección de un WTG de primera línea, cada WTG designado para operar como un WTG de primera línea puede comunicar su estado como un WTG de primera línea a otros WTG, bien directamente o bien a través de una base de datos central accesible para otros WTG del parque eólico.

Como alternativa al método 930A de la Fig. 10, la Fig. 11 muestra un método 930B, que difiere del método 930A en que no se asume que un episodio de viento extremo se vaya a extender a través de todo el parque eólico. De esta manera, el método 930B puede ser apropiado para parques eólicos relativamente grandes. Más específicamente, la etapa 1110 es similar a la etapa 1010 correspondiente del método 930A, pero también garantiza si se detecta cualquier WTG de primera línea aguas arriba en la MWD que este esté dentro de una distancia umbral en una dirección ortogonal a la MWD. De esta manera, el WTG no dependerá de un WTG de primera línea para su protección frente a episodios de viento extremo si el WTG de primera línea está demasiado lejos en una dirección ortogonal a la MWD. Las etapas 1120 y 1130 del método 930B corresponden a las etapas 1020 y 1030 del método 930A de manera similar.

Por otra parte, en una realización, uno o ambos métodos 930A y 930B pueden alterarse para que incluyan una etapa de temporizador de cuenta atrás como un medio para implementar determinada histéresis o memoria en la selección de WTG de primera línea. Más específicamente, cuando, en la etapa 1050, se designa el WTG para operar como un WTG de primera línea, el controlador 160 puede iniciar el temporizador de cuenta atrás que abarca desde, por ejemplo, aproximadamente 10 hasta aproximadamente 20 minutos. Además, se puede incluir una etapa antes de la etapa 1010 (y/o etapa 1110) para determinar si ha expirado el tiempo de cuenta atrás. Si el tiempo de cuenta atrás ha expirado, el controlador procede a la etapa 1050, de lo contrario, el controlador 160 procede a la etapa 1010 (o etapa 1110, según sea el caso).

Las Fig. 12 y 13 ilustran el aspecto que podría tener la selección de WTG de primera línea cuando un método de selección adaptativa, como los descritos en el presente documento, se implementa en diferentes parques eólicos. La Fig. 12 muestra el parque eólico 200 en el que se mide el viento 1210 procedente en general del sur. En tal escenario y dependiendo de los parámetros de diseño particulares empleados, tal como distancias umbral, los métodos 300, 500, 900 y los métodos que se refieren a la tabla de consulta 800 descrita antes, probablemente seleccionarían un grupo de WTG 1220 distribuidos a lo largo del borde más meridional y al menos una parte de los bordes más orientales u occidentales del parque eólico 200 para que sirvan como WTG de primera línea para el parque eólico 200.

La Fig. 13 muestra otro parque eólico 1300 con una distribución diferente de WTG y un lago 1310. Con el viento 1320 aproximándose desde el sur, la selección de WTG de primera línea hecha con los métodos 300, 500, 900 y los métodos que usan la tabla de consulta 800 probablemente incluiría un grupo de WTG 1330 distribuidos a lo largo del borde sureste del parque eólico 1300 y el grupo de WTG 1340 que se encuentran justo al norte del lago. De esta manera, la Fig. 13 demuestra que los WTG seleccionados para servir como WTG de primera línea pueden no consistir en un único grupo contiguo de WTG debido al terreno del parque. Por otra parte, al seleccionar el grupo 1340 aunque al menos algunos de los WTG del grupo estén aguas abajo del grupo 1330, los WTG del grupo 1340 y aguas abajo de los mismos están protegidos si una ráfaga de viento u otro episodio de viento extremo está situado solo alrededor de la región norte del lago 1310. Tal episodio de viento extremo no sería detectado más aguas arriba por el grupo de WTG 1330.

Se pueden usar modelos climatológicos y/o del terreno del parque eólico en uno cualquiera de los métodos 300, 500, 900 anteriores o en métodos que usan la tabla de consulta 800 para informar sobre la selección de WTG de primera línea. Por ejemplo, las condiciones del viento pueden observarse durante mucho tiempo (por ejemplo, múltiples años) para crear un modelo climatológico, que pueden indicar qué episodios de viento aparecen con relativa frecuencia en una dirección determinada durante una época determinada del año. Basándose en esta información, el controlador que realiza la selección de los WTG de primera línea puede estar programado o bien configurado para designar WTG de un lado del parque eólico orientados en la dirección en cuestión como WTG de primera línea antes o en vez de efectuar ninguna etapa de selección de ningún WTG de primera línea. Esta selección preventiva por parte del controlador puede estar restringida para producirse únicamente durante la época del año pertinente o cuando se detectan condiciones climatológicas predeterminadas. Si la selección se implementa usando la tabla 800, el controlador puede estar provisto de distintas tablas de consulta para diferentes épocas del año o cuando se detectan ciertas condiciones climatológicas predeterminadas. Los datos del modelo climatológico también pueden afectar a las distancias umbral usadas en el proceso de selección para ampliar o estrechar la primera línea de defensa creada por los WTG de primera línea durante ciertas épocas del año y/o en con ciertas condiciones climatológicas.

De nuevo con referencia al parque eólico 200 de la Fig. 2, se asume que los WTG interiores 220 son similares a los WTG exteriores 210 en términos de rendimiento nominal y estructura. En una realización, sin embargo, los WTG exteriores 210 pueden ser de un tipo diferente de WTG que los WTG interiores 220.

Por ejemplo, los WTG exteriores 210 pueden tener una menor potencia nominal, un diámetro de rotor menor, una

mayor resistencia de los cojinetes del rotor y/o una mayor resistencia de la pala que los WTG interiores 220. A la inversa, los WTG interiores 220 pueden tener una mayor potencia nominal, un mayor diámetro de rotor, una menor resistencia de los cojinetes del rotor y/o una menor resistencia de la pala que los WTG exteriores 210. Además, en las realizaciones anteriores, los WTG de primera línea se seleccionan adaptativamente basándose en la MWD. Sin embargo, en las realizaciones en las que los WTG interiores 220 difieren de los WTG exteriores 210, el grupo de WTG de primera línea puede estar predeterminado, por ejemplo, por un ingeniero titular del parque eólico. Por ejemplo, el conjunto entero de WTG exteriores de primera línea 210 pueden preseleccionarse para operar como WTG de primera línea.

- 10 Los ejemplos de los métodos y sistemas descritos en el presente documento pueden usarse para alertar a los WTG sobre episodios de viento extremo y reducir la probabilidad de sufrir daños debido a episodios de viento extremo. Ciertos métodos incluyen la selección de un grupo de WTG de primera línea en un parque eólico para operar a la defensiva, dependiendo la selección, al menos en parte, de una dirección del viento medida y operar el WTG de primera línea a la defensiva. Por otra parte, en determinados métodos, los WTG de primera línea detectan episodios de viento extremo y alertan otros WTG del parque eólico cuando los episodios de viento extremo detectados se producen de modo que los WTG alertados puedan conmutar a una operación defensiva. De esta forma, solo ciertos, WTG seleccionados estratégicamente de un parque eólico deben operar a la defensiva durante la mayor parte del tiempo y, en consecuencia, la eficiencia de producción energética aumenta en conjunto.
- 15
- 20 Cabe destacar que las realizaciones descritas anteriormente son posibles ejemplos de implementación, expuestos meramente para una clara comprensión de los principios de la invención. El experto en la materia puede hacer muchas variaciones y modificaciones en la realización o realizaciones descritas anteriormente, se pretende que dichas variaciones y modificaciones queden incluidas en el presente documento dentro del ámbito de las siguientes reivindicaciones.

25

REIVINDICACIONES

1. Un método para alertar a un generador de turbina eólica (WTG) (100) de un parque eólico (200, 400, 1300) sobre un episodio de viento extremo, comprendiendo el método:

medir (310) la dirección del viento (240, 1210, 1310) ambiente con respecto al parque eólico;
seleccionar (330) adaptativamente, basándose al menos parcialmente en la dirección del viento medida, uno o más WTG del parque eólico para que sirvan como WTG de primera línea;
operar (340) el uno o más WTG seleccionados adaptativamente de manera defensiva como precaución contra episodios de viento extremo, que incluye reducir una velocidad de rotación de referencia para un algoritmo de control de velocidad de rotor, aumentar un ángulo mínimo de cabeceo para un control de cabeceo de pala y/o disminuir una potencia de referencia para un algoritmo de control de nivel de potencia; y
operar los WTG no seleccionados para que sirvan como WTG de primera línea con normalidad o a un nivel mejorado de rendimiento más allá de un nivel de diseño nominal.

2. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende:

en al menos uno del uno o más WTG seleccionados adaptativamente, detectar (350, 550, 960) un episodio de viento extremo y generar una alerta de episodio de viento extremo (230).

3. El método de acuerdo con la reivindicación 2, que además comprende:

propagar (360, 370) la alerta de episodio de viento extremo (230) por todo el parque eólico (200, 400, 1300) desde el al menos uno del uno o más WTG seleccionados adaptativamente que genera la alerta de episodio de viento extremo (230) hasta al menos un WTG no seleccionado del parque eólico (200, 400, 1300).

4. El método de acuerdo con la reivindicación 2, que además comprende:

recibir (370) la alerta de episodio de viento extremo (230) en al menos uno de los WTG del parque eólico que no se encuentra entre el uno o más WTG seleccionados adaptativamente; y
determinar en cada uno de los WTG alertados si el WTG alertado ha de operar a la defensiva en respuesta a la recepción de la alerta de episodio de viento extremo.

5. El método de acuerdo con la reivindicación 2, que además comprende:

recibir (550) la alerta de episodio de viento extremo en un controlador central de parque eólico;
seleccionar (560) en el controlador central de parque eólico cuáles de los WTG del parque eólico son vulnerables a sufrir daños debido al episodio de viento extremo; y
enviar (560) la alerta de episodio de viento extremo a los WTG vulnerables.

6. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en el que el episodio de viento extremo es: una ráfaga de viento, una caída extrema de la velocidad del viento, un cambio extremo en la dirección del viento, un cambio extremo en la cizalladura del viento, turbulencias de viento extremas o cualquier combinación de los mismos.

7. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, en el que seleccionar adaptativamente el uno o más WTG que van a operar a la defensiva, incluye:

seleccionar (630, 930) un WTG que es probable que sea el primero de entre los WTG del parque eólico que detecte un episodio de viento extremo basándose en la dirección del viento medido como un primero del uno o más WTG que van a operar a la defensiva; y
para cada uno del uno o más WTG del parque eólico distintos del primer WTG seleccionado, seleccionar (630, 930) el otro WTG como uno adicional del uno o más WTG que se va a operar a la defensiva basándose al menos parcialmente en una distancia entre el otro WTG y el primer WTG seleccionado.

8. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, en el que al menos cada uno del uno o más WTG seleccionados adaptativamente está configurado para seleccionarse adaptativamente a sí mismo (930) como uno del uno o más WTG que se van a operar a la defensiva.

9. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, en el que el parque eólico (400) incluye un controlador central (410) configurado para seleccionar adaptativamente el uno o más WTG que van a operar a la defensiva.

10. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, en el que el uno o más WTG seleccionados adaptativamente se seleccionan de entre un grupo de WTG (210) situados dentro de una región anular exterior del parque eólico.

11. El método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 10, que además comprende:

sobrevalorar el rendimiento de al menos uno de los WTG del parque eólico que no se encuentra entre el uno o más WTG seleccionados adaptativamente.

5

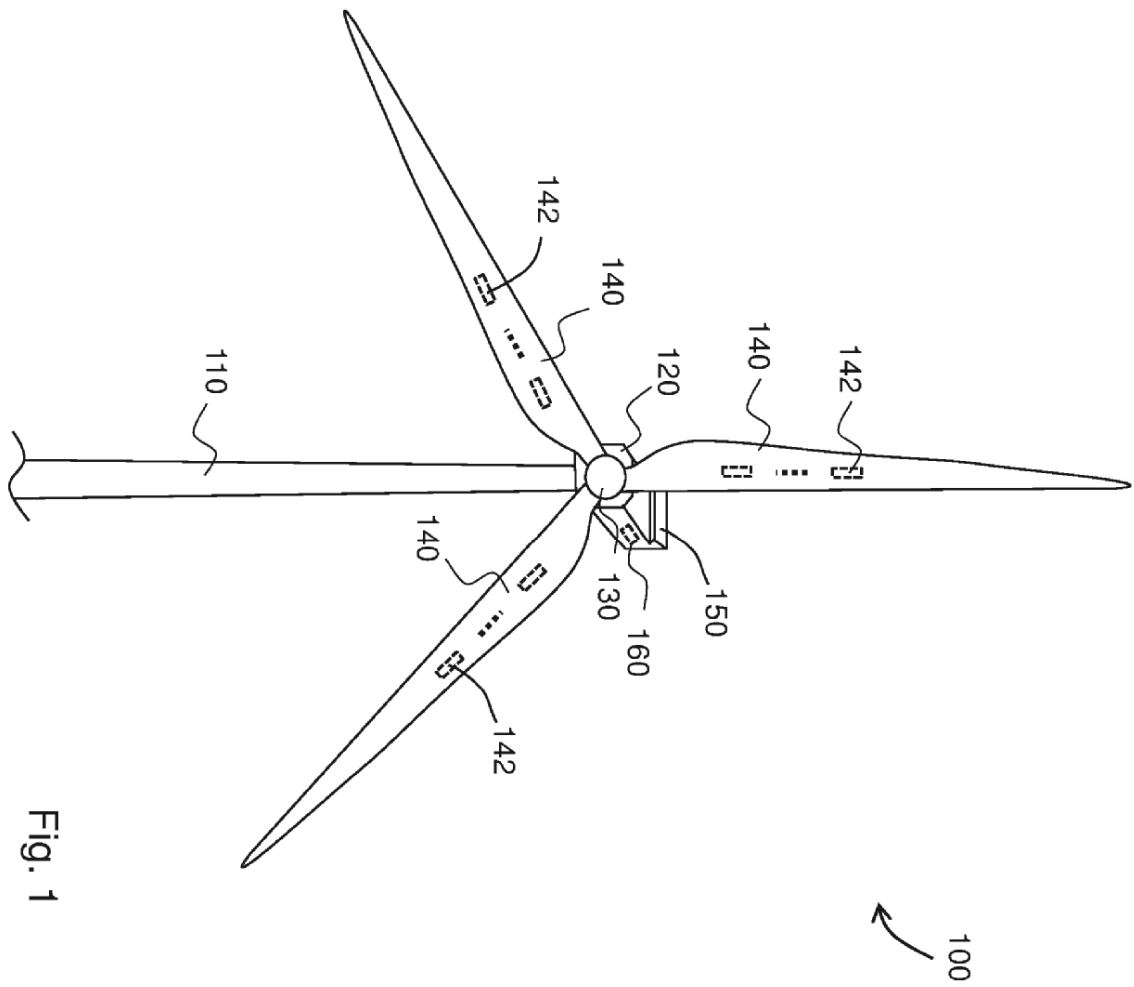


Fig. 1

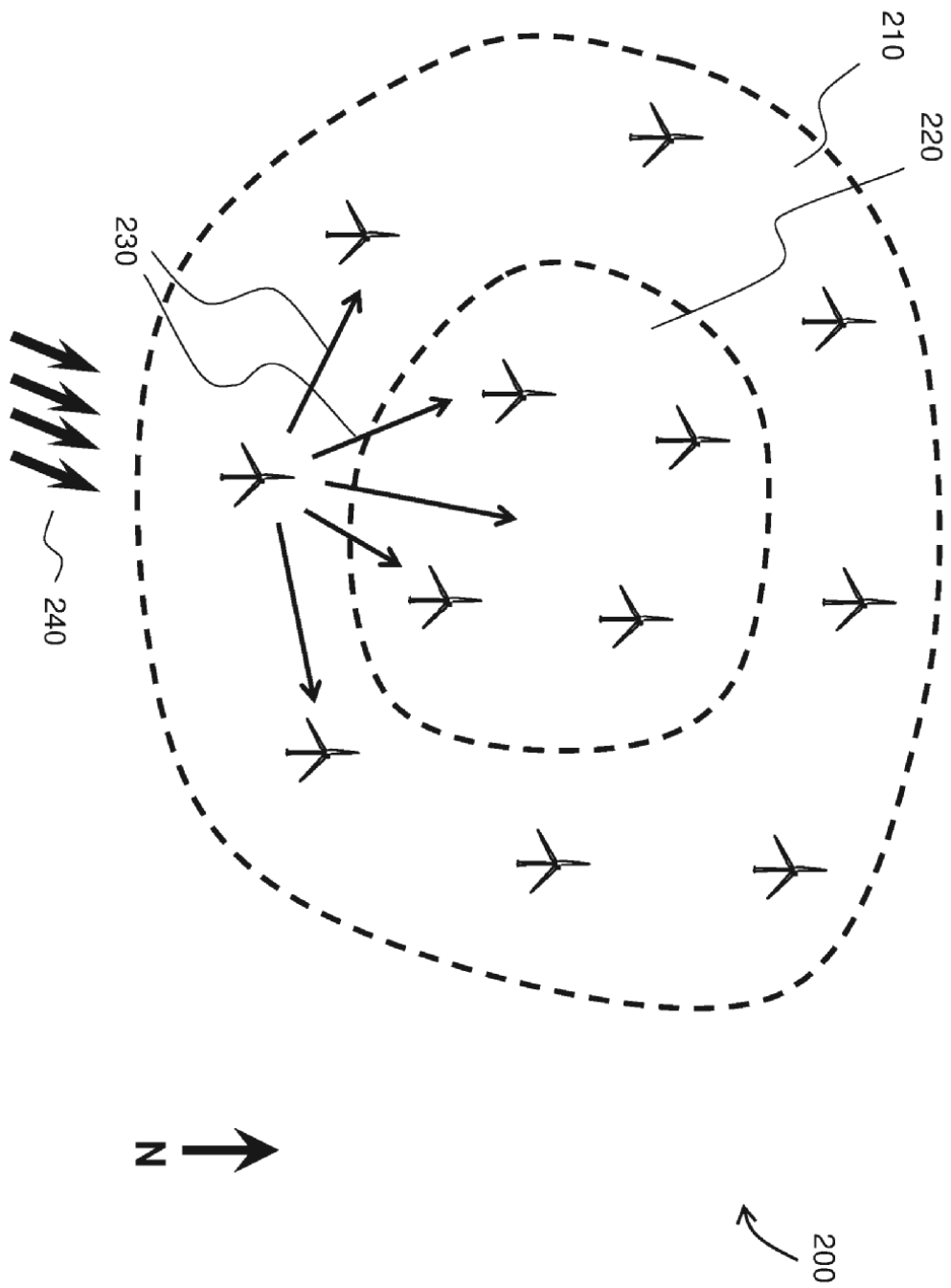


Fig. 2

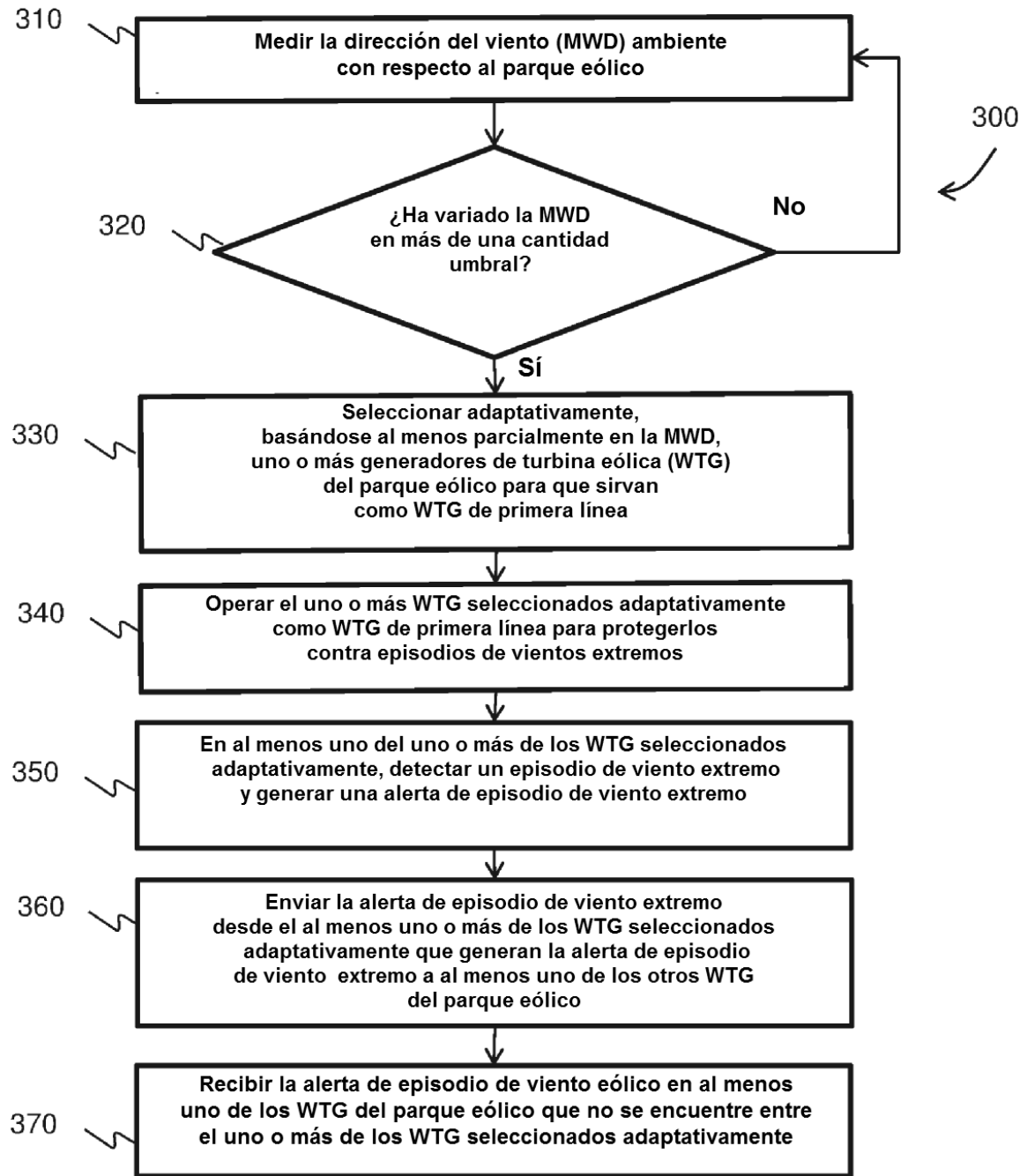


Fig. 3

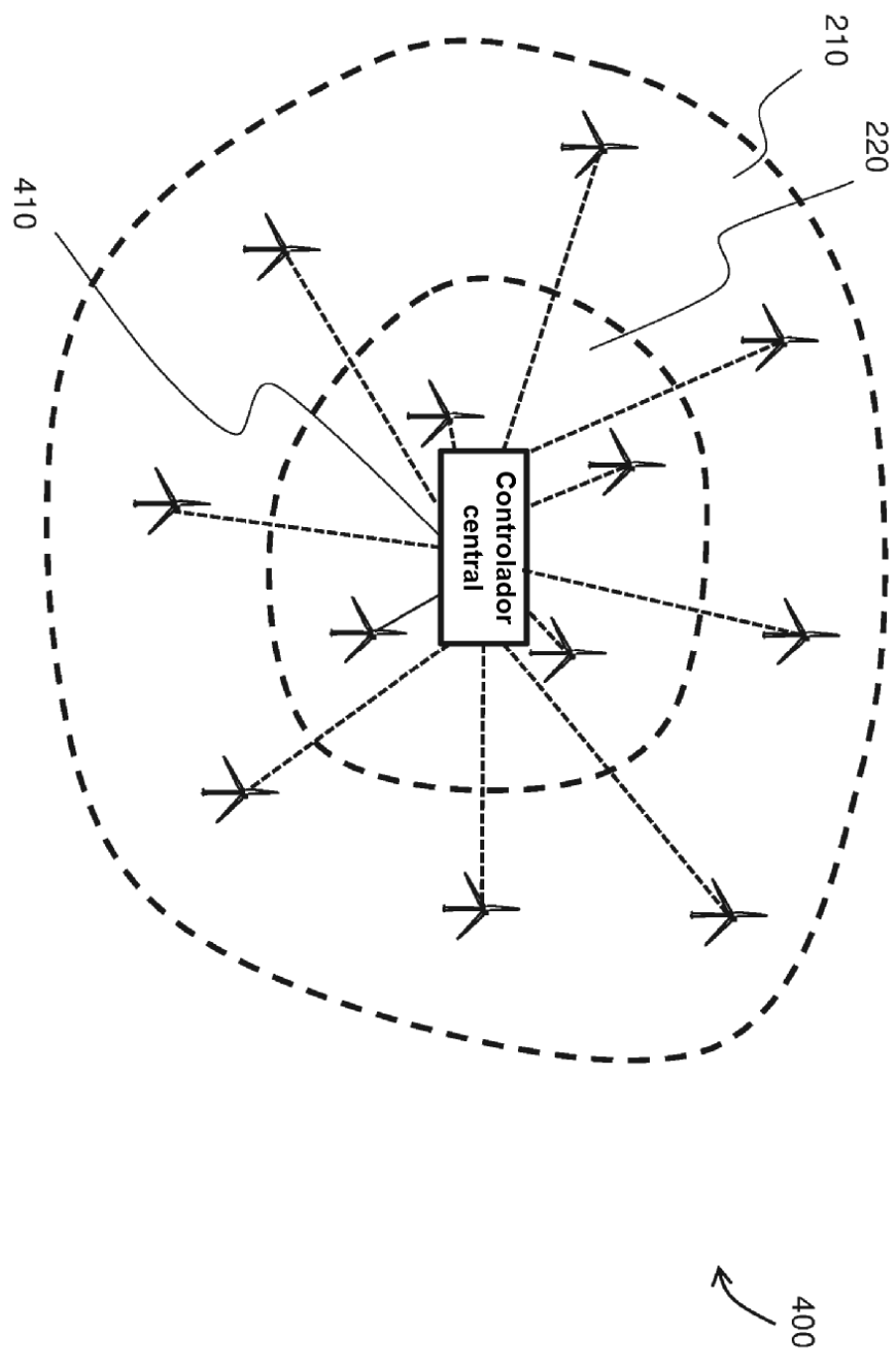


Fig. 4

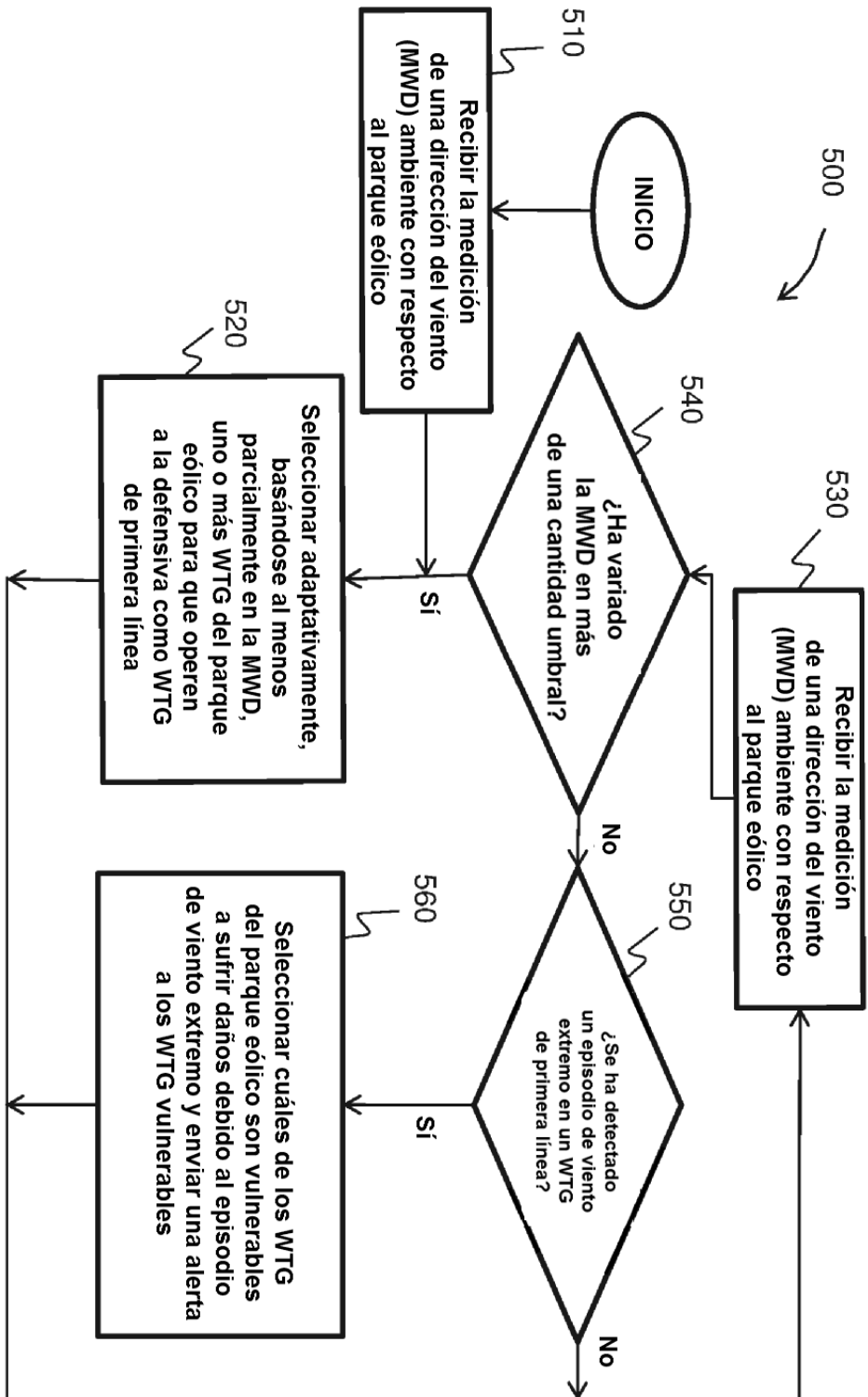


Fig. 5

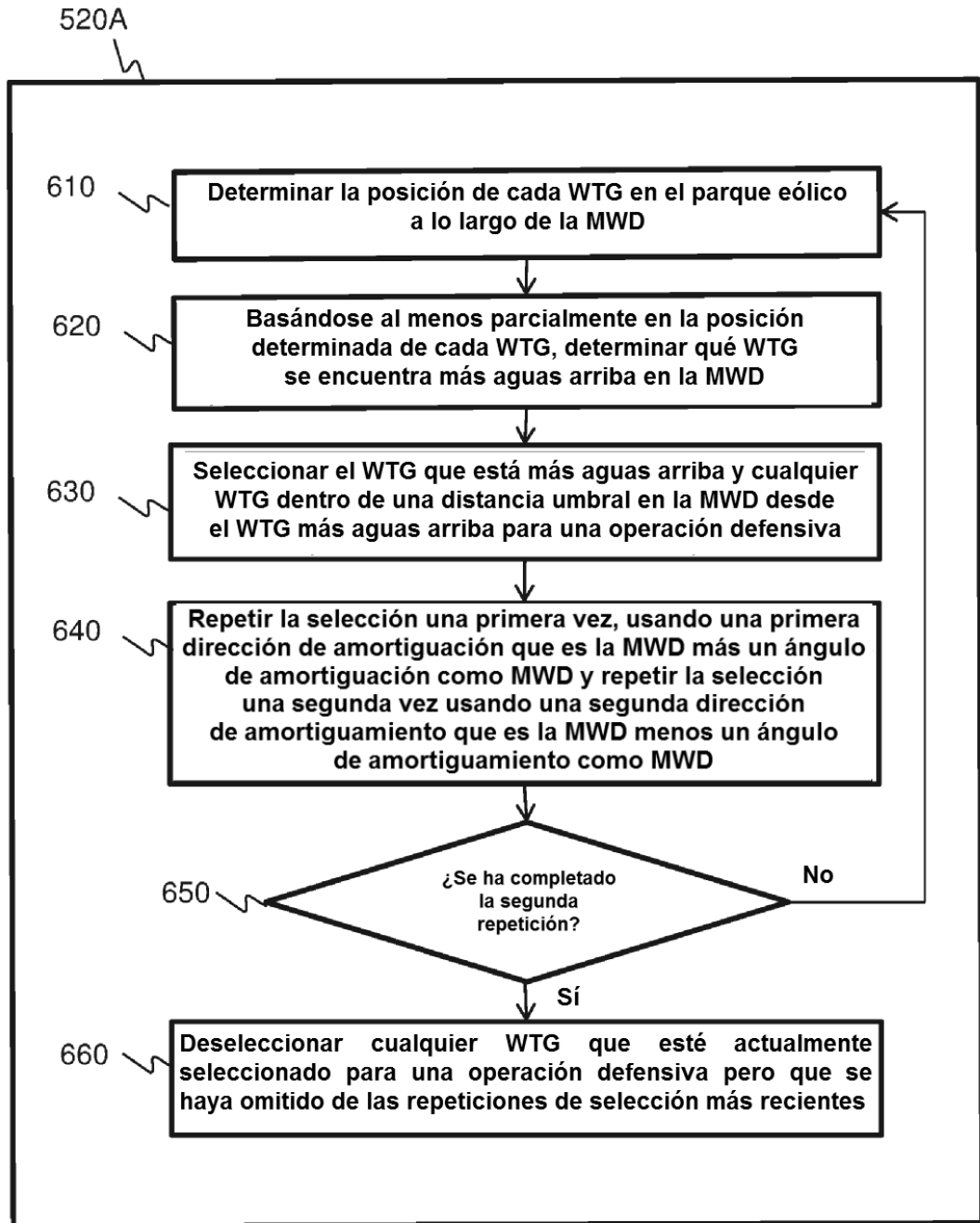


Fig. 6

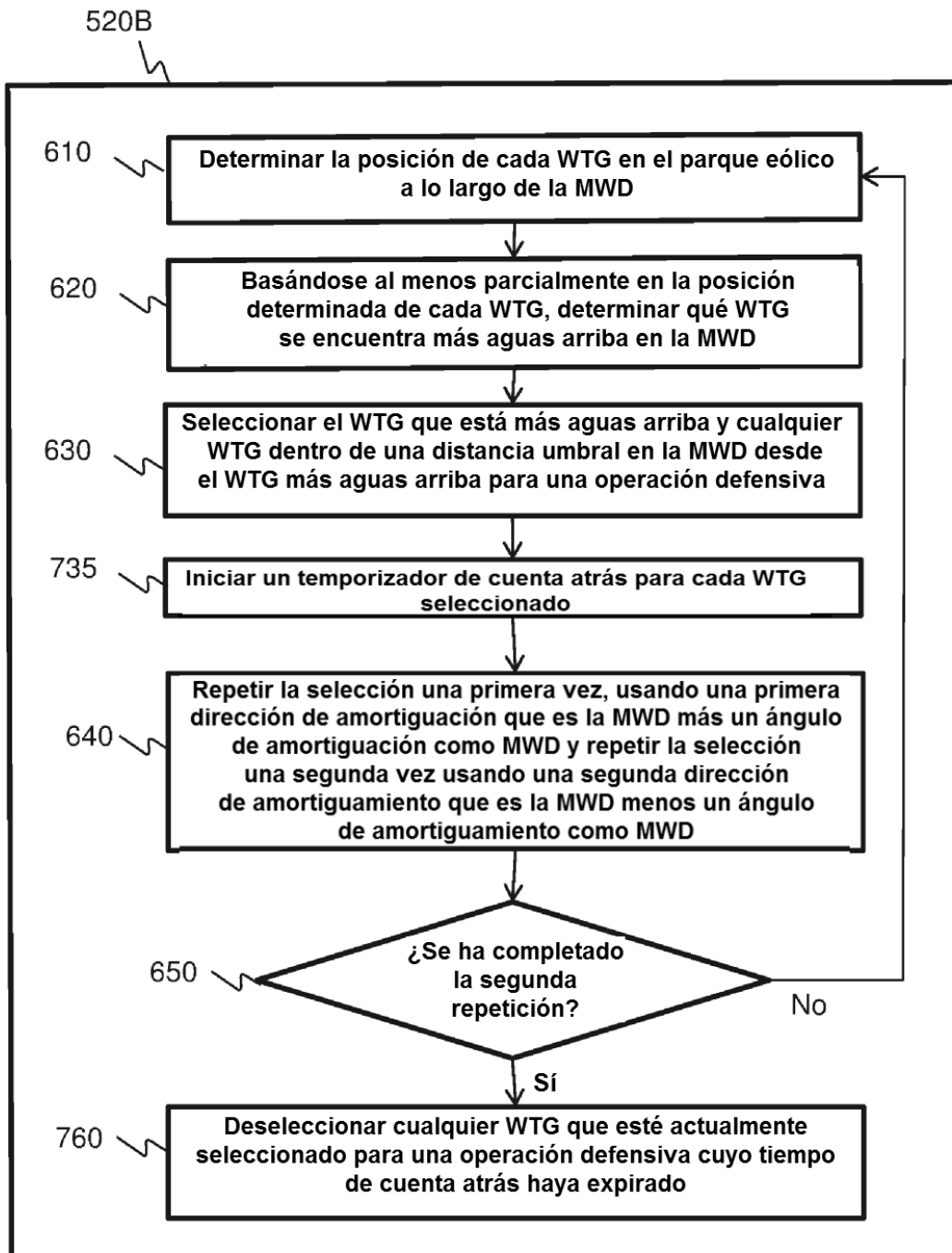


Fig. 7

800 ↗

	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	...
MWD 1	X	X			
MWD 2		X	X		
MWD 3	X	X	X		
MWD 4		X	X	X	
MWD 5				X	
⋮					⋮

Fig. 8

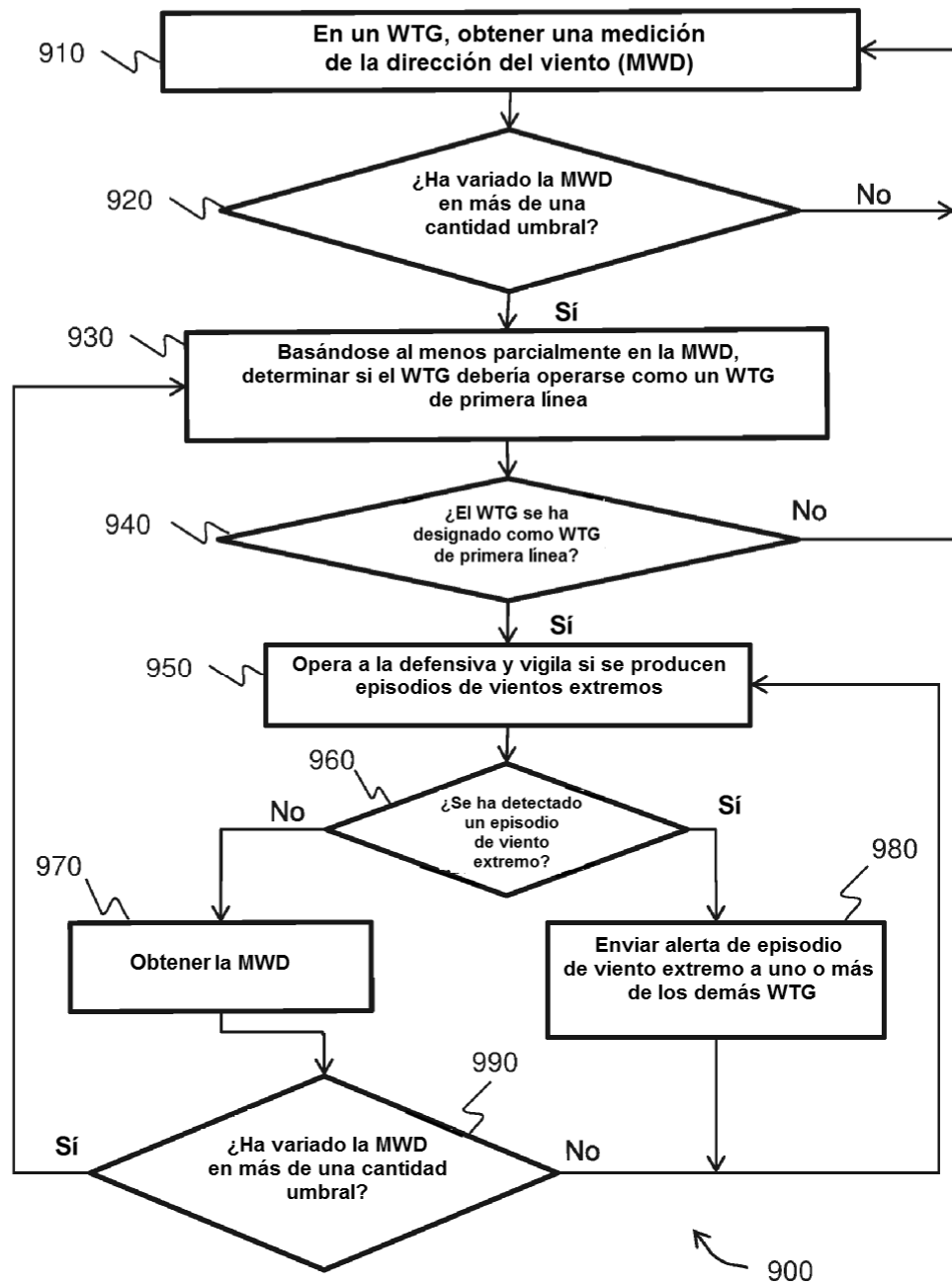


Fig. 9

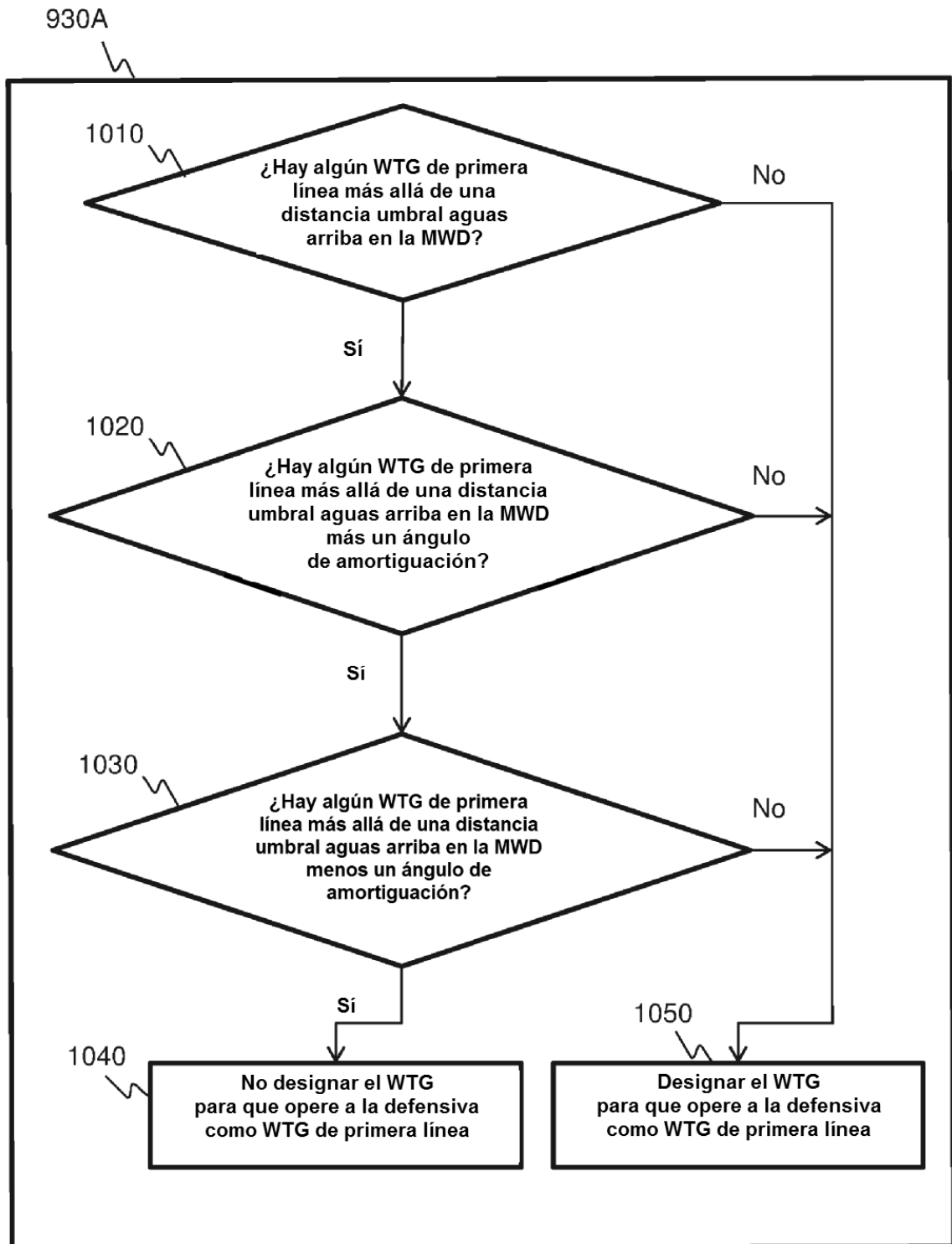


Fig. 10

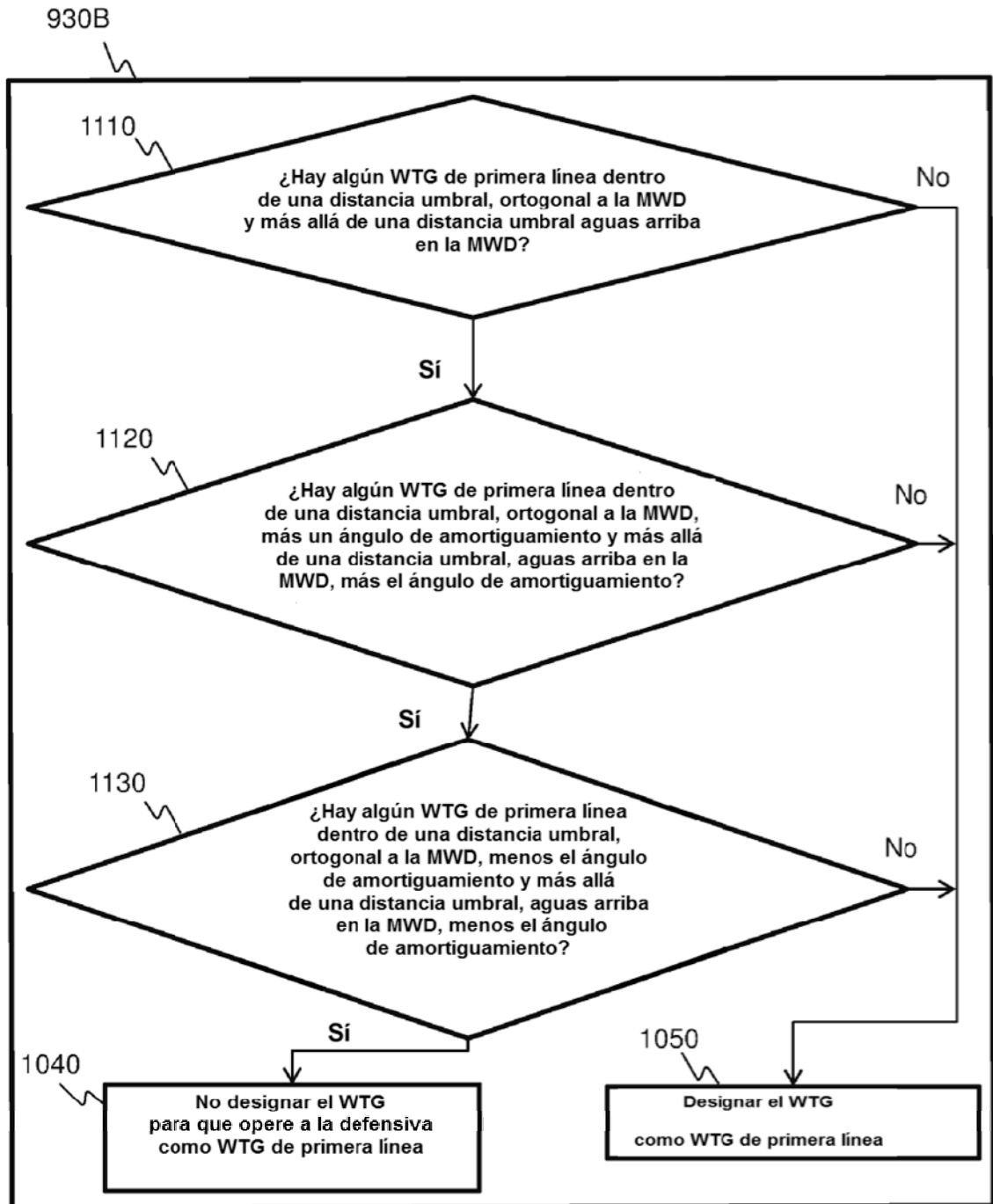


Fig. 11

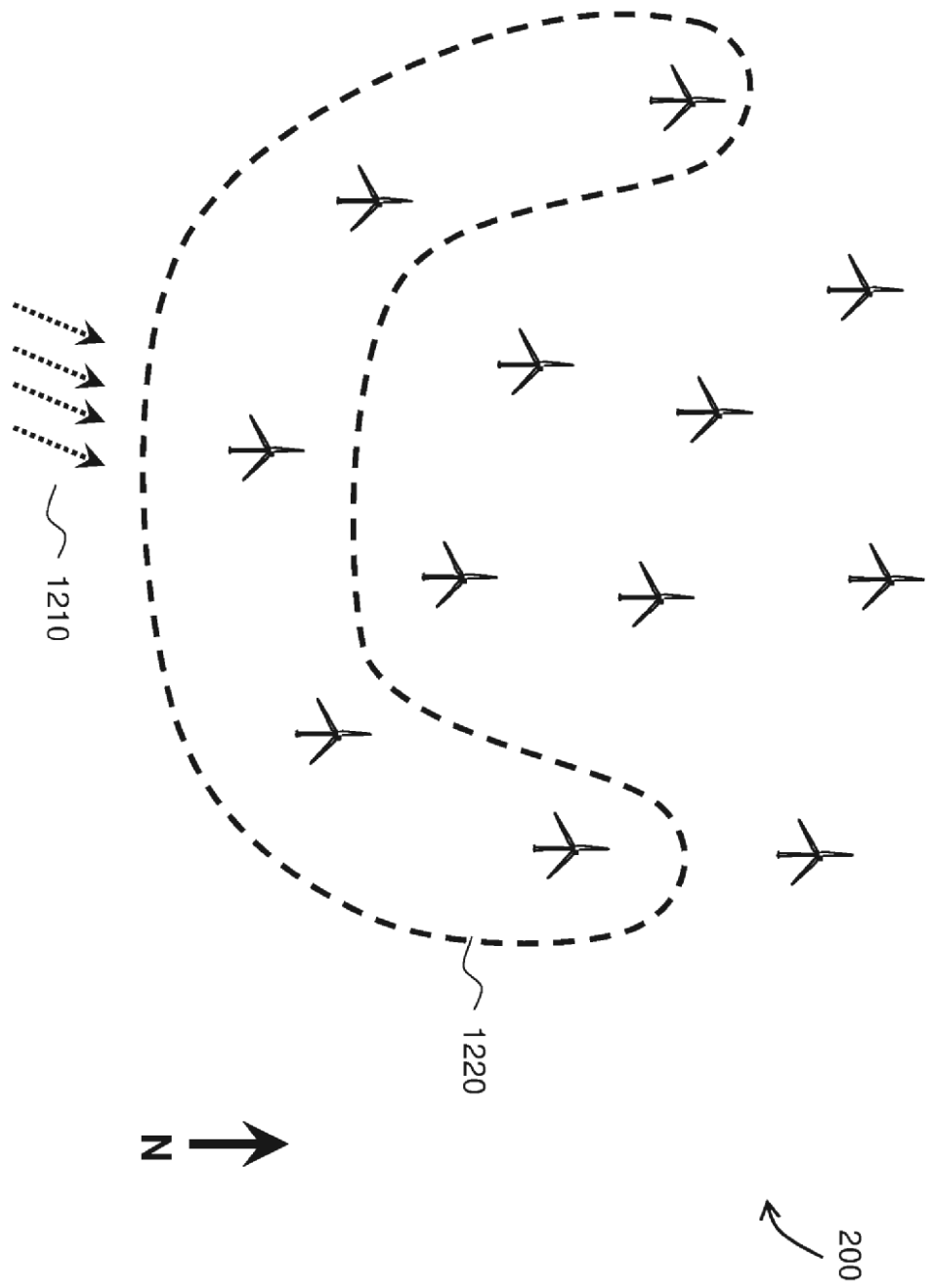


Fig. 12

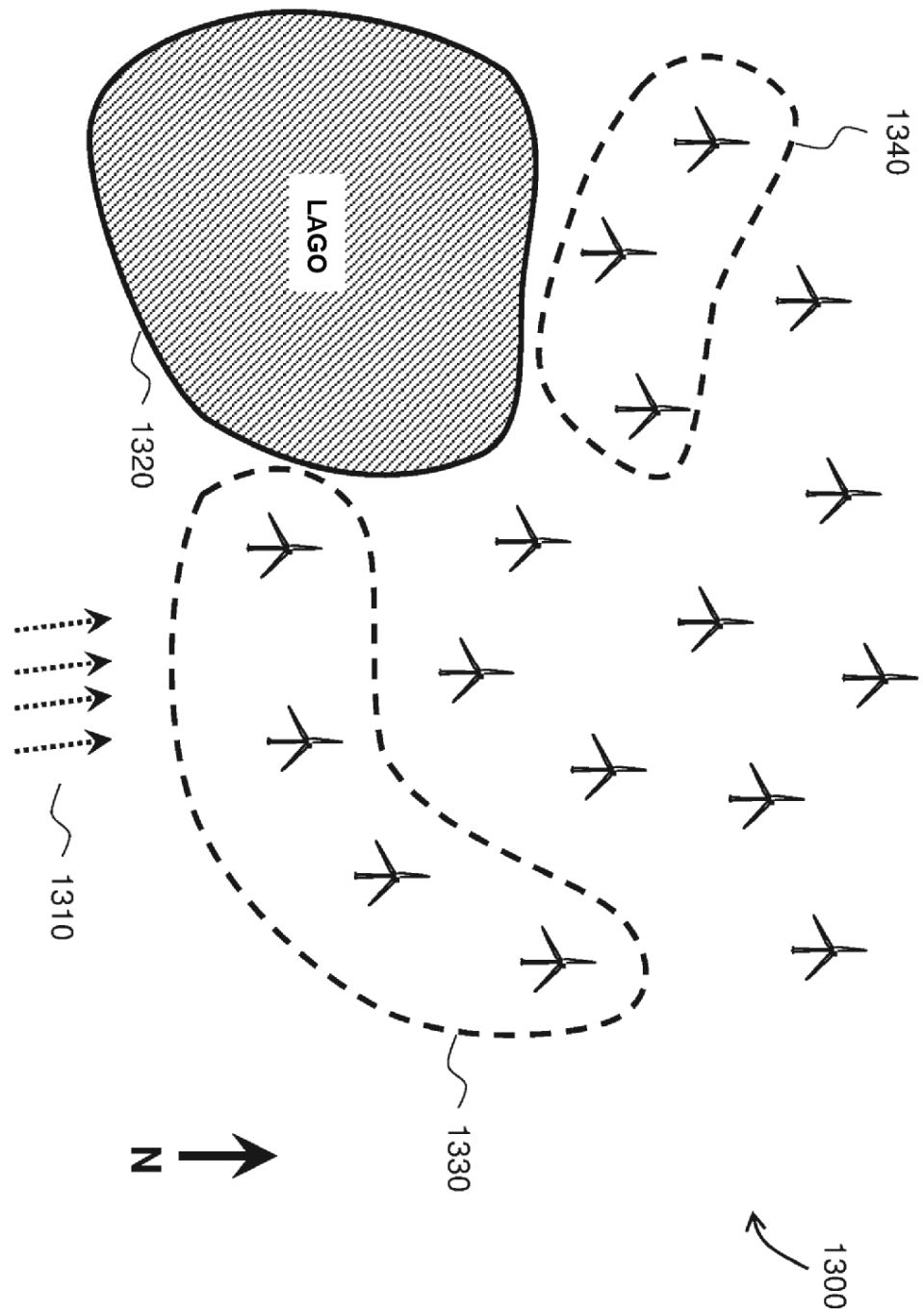


Fig. 13