

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **3 009 348**

51 Int. Cl.:

F03D 80/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **16.12.2020 PCT/DK2020/050370**

87 Fecha y número de publicación internacional: **24.06.2021 WO21121510**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **16.12.2020 E 20828282 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **29.01.2025 EP 4077931**

54 Título: **Bloqueo de parque eólico**

30 Prioridad:
17.12.2019 DK PA201970779

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
26.03.2025

73 Titular/es:
**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.00%)
Hedeager 42
8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:
**MACHEFAUX, EWAN y
MURCIA, JUAN PABLO**

74 Agente/Representante:
ARIAS SANZ, Juan

ES 3 009 348 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

Bloqueo de parque eólico

5 **Campo técnico**

La presente divulgación se refiere a métodos para determinar la producción de energía anual de parques eólicos y, particularmente, al uso de modelado para cuantificar y tener en cuenta el bloqueo de parque eólico para su uso en la determinación de la producción de energía anual.

10

Antecedentes

Entender la producción de energía de un parque eólico, que comprende una pluralidad de turbinas eólicas, es importante para garantizar que el parque eólico es lo más eficiente posible, así como proporcionar garantías de que el parque eólico cumplirá los requisitos de energía. Con el fin de determinar la producción de energía de un parque eólico, se necesita considerar los efectos del viento sobre las turbinas individuales y el parque eólico en su conjunto en diferentes direcciones y a diferentes velocidades.

15

Convencionalmente, véase por ejemplo "A new wake model and comparison of eight algorithms for layout optimization of wind farms in complex terrain", Brogna Roberto *et al*, *Applied Energy* 259 (2020) 114189, páginas 1-13, cuando se modelan los parques eólicos, se ha empleado un enfoque sólo de estelas, simulando únicamente los efectos aguas abajo del flujo de aire sobre las turbinas. Por tanto, el análisis para determinar la producción de energía de un parque eólico con frecuencia no tiene en cuenta los efectos laterales o aguas arriba de las turbinas, conduciendo a una determinación imprecisa.

20

25

Hay dos efectos laterales y aguas arriba importantes que deben considerarse en los parques eólicos. El primero es un bloqueo de turbina individual, también denominado inducción de turbina, que es el desplazamiento de aire alejándose de cada turbina mediante el movimiento de las palas de la turbina. El bloqueo de turbina conduce a que la velocidad de aire que pasa por el plano del rotor sea menor que la velocidad de flujo libre. El bloqueo de turbina es un efecto importante que se tiene en cuenta en algunas simulaciones más recientes.

30

El segundo efecto es el bloqueo de parque eólico. El bloqueo de parque eólico es un fenómeno que solo se ha observado de manera relativamente reciente y es una consideración importante en el rendimiento del parque eólico en su conjunto. El bloqueo de parque eólico, que se comenta en detalle en el artículo "Wind Farm Blockage and the Consequences of Neglecting Its Impact on Energy Production", Bleeg *et al.*, *Energies* 2018, 11, 1609, y en "Wind Turbine and Wind-Farm Flows: A Review", Porté-Agel *et al*, *Boundary-Layer Meteorology* (2020) 174:1-59, es un efecto que se percibe aguas arriba de un parque eólico, mediante el cual la velocidad de flujo aguas arriba de un parque eólico es inferior a la velocidad de flujo libre alrededor de una turbina individual. El bloqueo de parque eólico es un fenómeno independiente del bloqueo de turbina, al estar provocado por el parque en su conjunto en lugar de turbinas individuales.

35

40

Sin una cuantificación adecuada, los efectos imprevistos del bloqueo de parque eólico dan como resultado una estimación imprecisa de la producción de energía prevista del parque eólico. Además, sin una comprensión de los efectos de bloqueo de parque eólico, no pueden diseñarse parques eólicos para maximizar la producción de energía y evitar el bloqueo de parque eólico.

45

Un objetivo de la presente invención es abordar una o más de las desventajas asociadas con la técnica anterior.

Sumario de la invención

50

Según un aspecto de la presente invención se proporciona un método para determinar la producción de energía anual de un parque eólico propuesto. El método comprende: recibir una definición del parque eólico, incluyendo la definición al menos una disposición de una pluralidad de turbinas eólicas del parque eólico en un sitio predeterminado y el tamaño de rotor de cada una de la pluralidad de turbinas eólicas; modelar el campo eólico del parque eólico para cada una de una pluralidad de velocidades del viento de flujo libre en cada una de una pluralidad de direcciones del viento; definir ubicaciones para una pluralidad de mástiles de medición virtuales aguas arriba de turbinas aguas arriba en cada una de la pluralidad de direcciones del viento, en el que las turbinas aguas arriba se definen con respecto a la dirección del viento y las ubicaciones se definen a una separación desde cada turbina aguas arriba para identificar efectos de bloqueo de parque eólico; determinar un factor de bloqueo de parque eólico para cada una de la pluralidad de velocidades del viento de flujo libre en cada una de la pluralidad de direcciones del viento, basándose el factor de bloqueo de parque eólico en datos de velocidad del viento a partir de los mástiles de medición virtuales ubicados en el campo eólico modelado en las ubicaciones definidas para la dirección del viento; recibir una pluralidad de medidas que indican la velocidad del viento y la dirección del viento a partir de al menos un mástil de medición físico ubicado en el sitio del parque eólico; y determinar una producción de energía anual para el parque eólico basándose en una o más velocidades del viento ajustadas obtenidas aplicando uno o más factores de bloqueo de parque eólico determinados a una o más medidas a partir del al menos un mástil de medición físico.

65

5 El uso de mástiles de medición virtuales aguas arriba de las turbinas aguas arriba a una separación definida garantiza que los efectos de bloqueo de parque eólico pueden tenerse en cuenta de manera adecuada cuando se determina la producción de energía anual. Combinando de manera innovadora mediciones de mástiles virtuales realizadas para bloqueo de parque eólico con mediciones de mástiles reales para su uso posterior en un procedimiento de determinación de AEP, puede determinarse la AEP de manera mucho más precisa de lo que era posible anteriormente en métodos que no tenían en cuenta el bloqueo de parque eólico.

10 La separación desde cada turbina aguas arriba puede ser un valor predeterminado. Alternativamente, la separación desde cada turbina aguas arriba puede basarse en el diámetro del rotor de la turbina aguas arriba. La separación desde cada turbina aguas arriba puede ser 1, 1,5, 2, 2,5 o 3 veces el diámetro del rotor de la turbina aguas arriba. Establecer una separación resulta útil para garantizar que se distinguen los efectos de bloqueo de parque eólico y los efectos de bloqueo de turbina eólica y se consideran tan solo una vez cuando se ajustan las medidas de velocidad del viento a partir de mástiles de medición físicos.

15 En otra alternativa, el método puede comprender modelar el campo eólico de cada turbina aguas arriba de manera independiente de las otras turbinas del parque eólico para cada una de la pluralidad de velocidades del viento de flujo libre en cada una de la pluralidad de direcciones del viento, en el que la separación desde cada turbina aguas arriba del parque eólico para identificar efectos de bloqueo de parque eólico se basa en el campo eólico modelado de cada turbina aguas arriba. El método puede comprender determinar, a partir del campo eólico modelado de cada turbina aguas arriba, una posición aguas arriba de la turbina aguas arriba en la que la velocidad del viento está dentro de un umbral predeterminado de la velocidad del viento de flujo libre, en el que la separación es la distancia desde la posición hasta la turbina aguas arriba. El método puede comprender modelar las estelas del parque eólico para cada una de la pluralidad de velocidades del viento de flujo libre en cada una de la pluralidad de direcciones del viento, y en el que las turbinas aguas arriba se determinan como las turbinas en el parque cuya velocidad del viento incidente es la velocidad del viento de flujo libre. En el modelado de los campos eólicos de turbinas, pueden considerarse los efectos de bloqueo de turbina o de inducción de turbina de modo que puede determinarse una determinación precisa de una separación mínima, proporcionando por consiguiente una determinación de AEP más precisa.

20 Definir ubicaciones para una pluralidad de mástiles de medición virtuales puede comprender: generar una línea aguas arriba de las turbinas aguas arriba a las separaciones determinadas, extendiéndose la línea entre las turbinas aguas arriba más externas; y definir las ubicaciones a lo largo de la línea generada. El método puede comprender además modelar las estelas del parque eólico para cada una de la pluralidad de velocidades del viento de flujo libre en cada una de la pluralidad de direcciones del viento. Generar la línea puede comprender: generar una envolvente convexa a una separación predeterminada desde las turbinas aguas arriba, siendo la separación predeterminada una separación fuera de la cual no se espera que se produzca ningún efecto de bloqueo de parque eólico; generar una envolvente cóncava que rodea las turbinas aguas arriba y las estelas modeladas del parque eólico, estando la envolvente cóncava separada a las separaciones determinadas desde las turbinas aguas arriba y una distancia predeterminada desde las estelas del parque eólico; y definir la línea como parte de la envolvente cóncava que está dentro de la envolvente convexa. Las ubicaciones pueden definirse a intervalos regulares a lo largo de la línea.

25 Determinar el factor de bloqueo de parque eólico puede comprender determinar una reducción promedio de la velocidad del viento para la dirección del viento y la velocidad del viento. El factor de bloqueo puede basarse en la reducción promedio de la velocidad del viento.

30 La reducción promedio de la velocidad del viento puede determinarse calculando una reducción en la velocidad del viento entre las velocidades del viento de flujo libre y medida en la posición de cada uno de los mástiles de medición virtuales y determinar la reducción promedio de la velocidad del viento basándose en las reducciones calculadas.

35 Determinar una reducción promedio de la velocidad del viento puede comprender aplicar una ponderación a cada reducción basándose en la proximidad del mástil de medición virtual a la turbina más próxima. La turbina más próxima puede comprender la turbina aguas arriba más próxima que está aguas abajo del mástil de medición virtual.

40 Los datos de velocidad del viento a partir de los mástiles de medición virtuales pueden comprender al menos uno de datos de medición puntual obtenidos en cada ubicación y datos de medición promediados a lo largo de una o más superficies asociadas con las ubicaciones.

Breve descripción de los dibujos

45 Ahora se describirán una o más realizaciones de la invención, únicamente a modo de ejemplo, con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 muestra un diagrama de flujo de un método para determinar la producción de energía anual según una realización de la invención;

60 la figura 2 muestra una representación de una disposición de parque eólico con campo eólico modelado;

la figura 3 muestra la disposición de parque eólico de la figura 2 en un punto de un procedimiento para definir ubicaciones para los mástiles de medición virtuales;

5 la figura 4 muestra la disposición de parque eólico de la figura 2 en un punto posterior de un procedimiento para definir ubicaciones para los mástiles de medición virtuales;

la figura 5 muestra la disposición de parque eólico de la figura 2 en un punto aún posterior de un procedimiento para definir ubicaciones para los mástiles de medición virtuales, que ilustra las posiciones de mástiles virtuales para la
10 cuantificación del bloqueo de parque eólico;

la figura 6 muestra una representación de una turbina eólica individual con un campo eólico modelado; y

15 la figura 7 muestra un gráfico que muestra la relación entre la distancia de mástiles desde turbinas aguas arriba y pérdida en la producción de energía anual;

las figuras 8A a 8G muestran un conjunto de gráficos que muestran la relación de la velocidad del viento con la dirección del viento medida a distancias desde las turbinas aguas arriba; y

20 la figura 9 muestra un sistema para realizar el método de la figura 1.

Descripción detallada

25 La figura 1 muestra un diagrama de flujo que resume un método 100 de determinación de la producción de energía anual de un parque eólico propuesto, compuesto por una pluralidad de generadores de turbina eólica o, más coloquialmente, turbinas eólicas.

30 Tal como se entenderá a partir del término, un parque eólico propuesto es un parque eólico planificado cuya construcción aún no ha comenzado o aún no se ha completado. El parque eólico propuesto es un parque eólico en las fases de planificación y cuyo rendimiento e interacción con el viento en el sitio propuesto para el parque eólico se necesita entender antes de que pueda avanzar la construcción. Sin embargo, a pesar de que el método se comenta en relación con parques eólicos propuestos, se apreciará que el presente método también puede aplicarse a parques eólicos que ya se han construido para fases de planificación finales del parque eólico, y también puede aplicarse a parques eólicos que están actualmente operativos, con el fin de investigar los efectos de bloqueo de parque eólico sobre la producción de energía anual en diferentes condiciones de viento y/o si se realizan cambios en la disposición de parque eólico y/o sus modos de funcionamiento.

35 Tal como también se entenderá bien por el experto, la producción de energía anual es un término bien conocido en el campo de la energía eólica y los parques o centrales de energía eólica. La producción de energía anual (AEP) es la cantidad total de energía producida al año por el parque, normalmente medida en kilovatios hora o megavatios hora. Una vez más, aunque los métodos según las realizaciones descritas y reivindicadas en el presente documento son para la determinación de la producción de energía anual, se apreciará que los métodos también pueden aplicarse a la determinación de otros parámetros usados para medir el rendimiento del parque eólico tales como el coste de energía nivelado (LCOE) y en la determinación de curvas de potencia.

40 También se usan en el presente documento los términos “dirección del viento” y “velocidad del viento”. De manera general, cuando se usan estos términos para hacer referencia al modelado en la siguiente descripción y no van acompañados por un término de aclaración tal como “ajustado”, estos términos deben interpretarse como la dirección y velocidades de flujo libre. La dirección y velocidad de flujo libre son la dirección del viento y la velocidad del viento que se usan como entradas para modelos y son la dirección y velocidad del viento que no se ha visto interferida por obstáculos en el modelo. Durante el modelado, la dirección del viento y la velocidad del viento pueden cambiar cuando interactúan con turbinas eólicas modeladas, pero la dirección y velocidad de flujo libre siguen siendo las mismas.

45 En el método 100 mostrado en la figura 1, en la etapa 102 se recibe una definición de un parque eólico propuesto. La definición de parque eólico incluye la disposición de las turbinas eólicas que forman el parque eólico y el tipo de cada turbina eólica en el parque incluyendo información sobre dimensiones, particularmente tamaño de rotor. El tipo de turbina eólica puede incluir adicionalmente información que puede ser generalmente relevante para las propiedades aerodinámicas de las turbinas.

50 Por ejemplo, la altura de torre de las turbinas eólicas también puede incluirse en la definición de parque eólico. En algunos ejemplos, las propiedades aerodinámicas de las turbinas incluyen propiedades de pala, tales como geometrías de pala detalladas, secciones de perfil aerodinámico de las palas, coeficientes de sustentación y de resistencia. En algunos ejemplos, las propiedades aerodinámicas pueden comprender propiedades de funcionamiento, tales como velocidad de rotación de los rotores de turbina, ajustes de paso de las palas y otras propiedades aerodinámicas de la
55 turbina específicas del campo de flujo.

La disposición del parque eólico propuesto incluye normalmente la disposición de las turbinas con respecto al terreno en el que se asentará el parque eólico. Esta información puede denominarse datos de asentamiento. Pueden usarse datos topográficos y parámetros de tipo de terreno para modelar campos eólicos según sea apropiado. Pueden usarse parámetros, incluyendo, por ejemplo, longitud de rugosidad, para modelar campos eólicos según sea apropiado. También pueden usarse entradas a partir de modelado meteorológico para definir condiciones de límite para las simulaciones de modelo de flujo, tales como la altura de capa límite atmosférica y gradientes de temperatura. Como mínimo, la definición de parque eólico define las posiciones relativas y separaciones de las turbinas e información sobre el tamaño de rotor que puede usarse para modelar las estelas y la interacción de los campos eólicos dentro del parque y alrededor de cada turbina del parque.

Usando la definición de parque eólico, se crea un modelo para su uso en las siguientes etapas del método 100. En los ejemplos mostrados en las figuras 2 a 5, el modelo es un modelo en 2D y se muestra en vista en planta, pero el modelo puede ser alternativamente un modelo que implica elementos en 3D, siempre que se proporcione suficiente información en la etapa 102 para crear este modelo. Puede usarse cualquier modelo adecuado para realizar el modelado. Por ejemplo, el modelo puede ser un modelo en el que las turbinas eólicas se modelan basándose en la teoría de disco actuador. La teoría de disco actuador, también conocida como teoría de actuador de disco, se comenta en los capítulos 4 y 5.1 del libro de texto "Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics", 2ª edición, de Erich Hau.

Tras recibirse la definición, el método 100 se divide efectivamente en dos subrutinas o "flujos": un primer flujo, mostrado en el lado izquierdo de la figura 1, en el que se modela el campo eólico completo del parque eólico; y un segundo flujo, mostrado en el lado derecho de la figura 1, en el que se definen las ubicaciones de mástiles virtuales para su uso en el campo eólico modelado. Aunque en este caso se representa que los dos flujos se realizan de manera simultánea, se apreciará que, dado que cada flujo es independiente de la salida del otro flujo, estos flujos pueden realizarse en momentos diferentes, realizándose un flujo después del otro, o de modo que haya algún grado de solapamiento.

Teniendo en cuenta inicialmente el primer flujo, en la etapa 104 del método 100, se realiza el modelado para determinar el campo eólico del parque eólico en su conjunto. El modelado puede ser cualquier método adecuado para modelar el campo eólico que modela las estelas y los efectos de turbina distintos de las estelas. Por ejemplo, el método usado puede ser una simulación de dinámica de fluidos computacional (CFD) adecuada, tal como una simulación de Navier Stokes promediada por Reynolds (RANS) o una simulación de grandes remolinos (LES). Las turbinas eólicas dentro del parque pueden modelarse basándose en la teoría de disco actuador.

La etapa 104 de modelar el campo eólico del parque eólico se realiza para una pluralidad de velocidades del viento en cada una de una pluralidad de direcciones del viento.

La pluralidad de velocidades del viento y la pluralidad de direcciones del viento son un conjunto predeterminado de direcciones del viento y velocidades del viento. Cuando se hace referencia a una pluralidad de velocidades del viento y/o una pluralidad de direcciones del viento a continuación en el presente documento, son las mismas velocidades del viento y direcciones del viento que se han predeterminado para su uso en la etapa 104. Esta pluralidad de velocidades del viento y direcciones pueden considerarse como usar una pluralidad de diferentes condiciones de carga del viento o el uso de una pluralidad de vectores del viento. Se prevé que las pluralidades de velocidades del viento y direcciones del viento se elegirán para proporcionar suficientes velocidades del viento y direcciones del viento de modo que puedan realizarse ajustes apropiados a mediciones en el sitio de velocidades y direcciones del viento como para permitir la determinación de la producción de energía anual para el parque eólico.

La salida de la etapa 104 es una pluralidad de campos eólicos modelados para el parque eólico en su conjunto, incluyendo la pluralidad de campos eólicos modelados un campo eólico para cada una de la pluralidad de velocidades del viento en cada una de la pluralidad de direcciones del viento. En la figura 2 se ilustra un campo eólico de ejemplo modelado para un parque eólico en una dirección y para una velocidad del viento no despreciable. En la figura 2, se hace referencia a las turbinas eólicas del parque eólico de manera general usando el signo de referencia 200.

Por tanto, tomando un ejemplo simplificado para demostrar esto, el campo eólico del parque eólico puede modelarse para cada una de las direcciones del viento norte, este, sur y oeste, y para velocidades del viento de 5 m/s, 10 m/s y 15 m/s en cada dirección del viento, de modo que hay 12 combinaciones de velocidad y dirección del viento y, por tanto, 12 campos eólicos modelados a partir de la etapa 104.

El segundo flujo del método 100 proporciona una salida de ubicaciones de mástiles de medición virtuales definidos para su uso en los campos eólicos modelados emitidos a partir del primer flujo.

Hay tres etapas 106, 108, 110 en el segundo flujo. En la etapa 106, también se modela el parque eólico pero, en vez de modelarse el campo eólico completo como en la etapa 104, en su lugar solo se modelan las estelas del parque eólico. Las estelas se modelan dado que las estelas del parque se usan en las etapas posteriores del segundo flujo. Aunque esta etapa se representa como independiente para del modelado de campo eólico completo de la etapa 104, el modelado de las estelas realizado en la etapa 106 puede formar parte del modelado realizado como parte de la etapa 104 en algunas realizaciones.

5 Las estelas del parque eólico se modelan para determinar turbinas aguas arriba para su uso más tarde en el segundo flujo así como para su uso en la definición de las ubicaciones de mástiles de medición virtuales. Las estelas del parque se modelan para cada una de la pluralidad de velocidades del viento en cada una de la pluralidad de direcciones del viento. La pluralidad de velocidades del viento en cada una de la pluralidad de direcciones del viento para las que se modelan las estelas del parque son la misma pluralidad de velocidades del viento en la misma pluralidad de direcciones para las que se modela el campo eólico completo en la etapa 104. En algunas realizaciones, las etapas 106, 108, 110 del segundo flujo pueden realizarse para un subconjunto de la pluralidad de velocidades del viento en cada una de la pluralidad de direcciones. Por ejemplo, puede modelarse tan solo una velocidad del viento no despreciable para cada una de la pluralidad de direcciones de modo que, como mínimo, la salida del segundo flujo es un conjunto de ubicaciones definidas para mástiles de medición virtuales en cada dirección del viento.

15 Como con la etapa 104, el modelado usado para la etapa 106 puede ser cualquier método adecuado para modelar el campo eólico que modela únicamente las estelas. Por ejemplo, el método usado puede ser una simulación de dinámica de fluido computacional (CFD) adecuada, tal como un modelo de estela de Jensen (NOJ).

20 Las estelas del parque modeladas en la etapa 106 se usan en la etapa 108 para determinar las turbinas aguas arriba que van a modelarse. Para cada velocidad del viento en cada dirección del viento, las turbinas aguas arriba se identifican como las turbinas cuya velocidad del viento efectiva, en el modelo sólo de estelas, es decir sin ningún efecto de bloqueo de parque eólico o bloqueo de turbina, es la velocidad del viento de flujo libre.

25 Una vez que se han identificado las turbinas aguas arriba para cada velocidad del viento en cada una de las direcciones del viento, puede modelarse cada turbina individual, en la etapa 108, para las combinaciones de velocidad del viento y dirección del viento para las que esa turbina es una turbina aguas arriba, basándose en la salida de la etapa 106. En una alternativa a lo que se muestra en la figura 1, en algunas realizaciones el modelado de turbinas individuales, es decir la etapa 108, puede realizarse en primer lugar para todas las turbinas para todas las direcciones del viento y velocidades del viento, y el modelado sólo de estelas puede realizarse posteriormente o de manera simultánea para determinar cuál de los campos eólicos de turbinas modeladas usar como campos eólicos de turbina aguas arriba.

30 Modelar campos eólicos de turbinas individuales, específicamente las turbinas aguas arriba con respecto a la dirección del viento y velocidad del viento de flujo libre, permite la posterior determinación de una separación desde las turbinas para evitar la región alrededor de cada turbina en la que están presentes efectos de bloqueo de turbina de la turbina. Los efectos de bloqueo de turbina cuantificados ya se usan para ajustar velocidades del viento medidas en la determinación de la AEP de modo que debe evitarse la duplicación de estos efectos cuando se considera el bloqueo de parque eólico. Evidentemente, en algunas realizaciones, pueden combinarse los dos efectos y cuantificarse juntos.

35 En algunas realizaciones, el modelado de las estelas del parque eólico y los campos eólicos de turbinas individuales, etapas 106 y 108, son etapas opcionales. En otras realizaciones, los efectos de bloqueo de turbinas individuales pueden determinarse y/o estimarse mediante otros medios.

40 Tal como se indica, los campos eólicos modelados de turbinas individuales se usan para determinar efectos de bloqueo de turbina provocados por la turbina. En la determinación de efectos de bloqueo de turbina, puede determinarse una posición para mástiles virtuales aguas arriba de las turbinas aguas arriba de modo que puede cuantificarse el bloqueo de parque eólico sin interferencia o solapamiento con los efectos de bloqueo de turbinas individuales.

45 En la siguiente etapa 110 del método 100, se definen las ubicaciones de los mástiles de medición virtuales basándose en el campo eólico individual modelado de las turbinas y las estelas modeladas del parque, dicho de otro modo, las salidas de las etapas 106 y 108.

50 Estas ubicaciones de mástiles de medición virtuales se definen de modo que los mástiles de medición virtuales pueden colocarse en los campos eólicos modelados de los parques eólicos que corresponden a la dirección del viento y la velocidad del viento para las que se definieron las ubicaciones con el fin de identificar los efectos de bloqueo de parque eólico.

55 Por tanto, la etapa 110 de definir las ubicaciones de los mástiles es importante para garantizar que se eligen las ubicaciones correctas para observar eficazmente el bloqueo de parque eólico sin la interferencia de otros efectos de turbina eólica tales como bloqueo de turbina.

60 Como resultado de la etapa 110, se define una pluralidad de ubicaciones de mástiles de medición virtuales para su uso en los campos eólicos modelados del parque eólico. Las ubicaciones de los mástiles de medición virtuales se definen para cada una de la pluralidad de velocidades del viento en cada una de la pluralidad de direcciones del viento, aunque tal como ya se ha indicado las ubicaciones pueden definirse basándose tan solo en la dirección.

65 La definición de las ubicaciones se comentará en detalle con respecto a las figuras 3 a 5 después de haberse seguido el método 100 de la figura 1 hasta completarse.

Habiendo definido ubicaciones para los mástiles de medición virtuales, se cuantifica el bloqueo de parque eólico. En la siguiente etapa 112 del método 100, se determina un factor de bloqueo de parque eólico para cada una de la pluralidad de velocidades del viento en cada una de la pluralidad de direcciones del viento. El factor de bloqueo de parque eólico se basa en la reducción en la velocidad del viento de flujo libre observada en los mástiles de medición virtuales ubicados en el campo eólico modelado para el parque eólico. El factor de bloqueo de parque eólico puede ser una reducción promedio de la velocidad del viento con respecto a la velocidad del viento de flujo libre medida a través de las ubicaciones de mástiles de medición virtuales por cada dirección y velocidad, o puede ser un porcentaje de reducción que debe aplicarse a velocidades del viento medidas. Debe observarse que los mástiles de medición virtuales están dispuestos en el campo eólico para proporcionar una medición puntual de la velocidad del viento a una altura correspondiente a la línea central de los rotores de las turbinas eólicas aguas arriba.

Por ejemplo, el factor de bloqueo de parque eólico puede determinarse determinando una reducción en la velocidad del viento de flujo libre en cada uno de los mástiles de medición virtuales en el campo eólico modelado para cada velocidad del viento y dirección del viento. La reducción está normalmente en forma de una diferencia en la velocidad del viento entre la velocidad del viento de flujo libre y la velocidad del viento en el mástil virtual. Para cada par de velocidad del viento y dirección del viento, se genera una pluralidad de reducciones de la velocidad del viento, correspondientes a una reducción para cada mástil virtual. Se calcula el promedio de la pluralidad de reducciones de la velocidad del viento para determinar un factor de bloqueo de parque eólico. Dicho de otro modo, para cada velocidad y dirección del viento, el factor de bloqueo de parque eólico puede ser el promedio de la reducciones de la velocidad del viento en cada uno de los mástiles virtuales. El promedio puede ser un valor medio de todas las diferencias. Alternativamente, el promedio puede ser un promedio ponderado, teniendo la ponderación en cuenta la ubicación del mástil. Por ejemplo, los mástiles que no están directamente aguas arriba de una turbina pueden ponderarse menos que los mástiles directamente aguas arriba de una turbina.

En algunos ejemplos, en vez de ser el factor de bloqueo de parque eólico un valor para una reducción promedio de la velocidad del viento, el factor de bloqueo puede ser un porcentaje de reducción promedio o una reducción normalizada promedio. Dicho de otro modo, el factor de bloqueo puede ser el valor obtenido dividiendo la diferencia entre la velocidad del viento de flujo libre o el valor de la velocidad del viento medida por los mástiles virtuales dividida entre la velocidad del viento de flujo libre. En cada caso, una vez más, puede tomarse un valor promedio como el factor de bloqueo de parque eólico.

Los factores de bloqueo de parque eólico obtenidos en la etapa 112 se usan para determinar la producción de energía anual del parque. Para determinar la producción de energía anual, se determinan velocidades del viento en el sitio ajustadas. En la etapa 114 del método 100, se realizan mediciones en el sitio físico del parque eólico propuesto usando mástiles de medición físicos posicionados en ubicaciones predeterminadas. Se reciben medidas a partir de los mástiles de medición físicos en la etapa 114 con el fin de determinar velocidades y direcciones del viento promedio a lo largo del sitio.

Estas velocidades y direcciones del viento se procesan en la etapa 116 del método 100 en la que se ajustan basándose en el factor de bloqueo de parque eólico que es relevante para la dirección del viento. Por ejemplo, si la velocidad del viento de flujo libre es de 15 m/s en una dirección del viento hacia el norte, y se determina que el factor de bloqueo de parque eólico para esa velocidad del viento y dirección del viento, basándose en los cálculos, es equivalente a una reducción de 0,5 m/s en la velocidad del viento, entonces cualquier medida recibida a partir de los mástiles de medición físicos para la dirección hacia el norte que indica una velocidad del viento de 15 m/s se ajusta mediante la reducción de 0,5 m/s de modo que se obtiene una velocidad del viento ajustada. Una vez que se han ajustado todas las mediciones realizadas mediante los mástiles de medición físicos, se realiza la etapa 116, y se determina una AEP basándose en las velocidades del viento ajustadas.

Cuando el ajuste se basa en un valor en porcentaje, cada velocidad y dirección del viento puede ajustarse mediante el valor en porcentaje. Por ejemplo, cuando el factor de bloqueo de parque eólico es del 6%, lo que significa que hay una reducción del 6% en la velocidad del viento de flujo libre debido al bloqueo de parque eólico, las velocidades del viento ajustadas resultantes son el 94% de sus valores originales.

La AEP puede determinarse usando cualquier método adecuado. Por ejemplo, la determinación de AEP puede usar un método tal como el usado por organismos de certificación y acreditación particulares en el campo de la energía renovable y, particularmente, de la energía eólica. Por ejemplo el método de determinación de la AEP de DNV-GL usa las siguientes etapas:

- realizar una corrección a largo plazo de medidas obtenidas mediante un mástil de medición en el sitio propuesto usando una serie temporal larga (20 años o más) de mesoescala y/o un modelo meteorológico;
- calcular datos estadísticos climatológicos para cada uno de una pluralidad de sectores del viento designados y para cada uno de una pluralidad de intervalos o "agrupaciones" de velocidad del viento;
- determinar un clima generalizado usando un modelo de flujo basándose en los datos estadísticos climatológicos;

- elegir un tipo y ubicación de turbina de las turbinas para el sitio propuesto;
 - calcular los efectos de estela y otras pérdidas del parque; y
- 5 • determinar la producción de energía anual neta del parque basándose en el clima generalizado, los tipos y ubicación de turbinas, y las pérdidas.

Las velocidades del viento ajustadas pueden incorporarse en el cálculo anterior en varias posiciones diferentes, incluyendo en la primera etapa, mediante corrección de las mediciones de mástiles, en la segunda o tercera etapas, entre la primera y segunda etapas, o como pérdidas adicionales en la etapa de “calcular los efectos de estela y otras pérdidas del parque”. Las velocidades del viento ajustadas pueden incorporarse como entrada adicional para la etapa final.

Por ejemplo, si se usa el bloqueo de parque eólico para corregir mediciones de mástiles, se resta el factor de bloqueo de la velocidad del viento a partir de (cuando el factor es un valor de reducción de la velocidad del viento), o se usa para ajustar (cuando el factor es un porcentaje de reducción), la velocidad del viento medida en cada uno de una pluralidad de periodos de observación, normalmente de 10 minutos de duración, para la agrupación correspondiente de velocidad del viento y dirección del viento.

En un ejemplo específico, un mástil de medición en el sitio propuesto puede realizar una pluralidad de mediciones en periodos de observación de 10 minutos. El mástil de medición puede determinar, en un periodo de observación de 10 minutos con sello de tiempo, que la velocidad del viento medida es de 16,22 m/s y que la dirección del viento es de 260,17 grados. Basándose en el método descrito en el presente documento para determinar el factor de bloqueo de parque eólico, puede haberse determinado que, para las agrupaciones de dirección y velocidad en las que se encuentran estos valores, debe aplicarse un porcentaje de reducción del 0,51% como factor de bloqueo. Por tanto, el ajuste de la velocidad del viento medida se realiza para reducir 16,22 m/s en un 0,51%, dando una velocidad del viento ajustada de 16,12 m/s. Esto se repite para cada periodo de observación con sello de tiempo y para cada medición de mástil.

En la etapa final de “determinar la producción de energía anual del parque neta”, el método puede comprender ajustar una distribución de Weibull a la serie temporal de valores de velocidad del viento que se han corregido. Esto obtiene un factor de escala y forma por sectores corregido por bloqueo de la distribución del viento, es decir el tamaño y la dirección, que incluye una frecuencia respectiva de aparición de la velocidad y dirección del viento.

Esto se aplica al modelo del sitio que incluye las turbinas y sus características de potencia para determinar valores de producción de turbinas individuales. Estos pueden sumarse para proporcionar una producción de potencia de la central.

Generalmente, la producción de energía por hora de una turbina puede determinarse sumando a lo largo de la dirección y velocidad del viento el producto de las producciones de potencia individuales y la frecuencia de aparición para cada velocidad y dirección. Entonces, la suma de todas las producciones de la turbina multiplicada por 24 y por 365 proporciona la producción de energía anual.

El experto estará familiarizado con el método general para determinar la AEP, sin tener en cuenta el bloqueo de parque eólico.

Las figuras 3 a 5 ilustran cómo pueden definirse las ubicaciones, según una realización, en la etapa 110 del método de la figura 1. Tal como se apreciará, la definición de ubicaciones tal como se explica en relación con las figuras 3 a 5 solo es una manera en la que pueden definirse las ubicaciones y se proporciona únicamente a modo de explicación. La definición de ubicaciones de mástil puede realizarse según otros métodos en otras realizaciones.

La etapa 110 se realiza para definir ubicaciones para mástiles de medición virtuales que van a colocarse dentro del modelo de todo el parque simulado en la etapa 104. Habiendo recibido la definición de parque eólico, de modo que ya se conocen el tamaño y la ubicación de los generadores de turbina eólica del parque, puede generarse una disposición de las turbinas eólicas en el parque. En las figuras 3 a 5, las turbinas individuales 200 se representan mediante puntos negros.

Tal como se indicó anteriormente, se han identificado las turbinas aguas arriba para cada una de la pluralidad de velocidades del viento en cada una de la pluralidad de direcciones del viento. Para facilidad de explicación, las figuras 3 a 5 muestran el cálculo realizado tan solo para una velocidad del viento en una dirección. En las figuras 3 a 5, la dirección del viento es verticalmente hacia abajo de la figura desde la parte superior hasta la parte inferior. Para esta dirección del viento y velocidad del viento, las turbinas aguas arriba que se identificaron en las etapas anteriores del segundo flujo se destacan como puntos agrandados 202 en comparación con las turbinas no aguas arriba 204.

Inicialmente, se determina un límite alrededor de las turbinas aguas arriba a una separación máxima para indicar un límite sobre dónde pueden evaluarse los efectos de bloqueo de parque eólico. La separación máxima se usa para

garantizar que los mástiles virtuales no se colocan fuera de la región en la que se producen efectos de bloqueo de parque eólico, de modo que las lecturas para su uso en la evaluación de la AEP cuantifican el bloqueo de parque eólico de la manera más precisa posible.

5 Para definir el límite en la separación máxima, se genera un primer límite 206 que conecta un conjunto externo de las turbinas aguas arriba, tal como se muestra en la figura 3. En la figura 3, el parque eólico, cuyas turbinas se indican usando puntos negros 200, se representa con un campo eólico alrededor de las turbinas, que se usa para determinar límites posteriores. El primer límite 206 en este ejemplo es una envolvente convexa generada para las turbinas aguas arriba. La envolvente se genera usando un algoritmo de generación de envolvente. Una envolvente convexa es una
10 geometría que rodea todos los puntos dentro del conjunto, que son las turbinas aguas arriba, sin introducir ningún ángulo agudo para proporcionar un polígono suave alrededor de los puntos. Dicho de otro modo, el primer límite 206 conecta las turbinas aguas arriba en los bordes del parque eólico.

15 Tal como también puede observarse en la figura 3, se genera un segundo límite 208, siendo este segundo límite 208 el límite a una separación máxima. El segundo límite 208 tiene la misma forma que el primer límite 206 pero con un tamaño aumentado de modo que está a una distancia establecida en todos los puntos desde el primer límite 206. La distancia establecida es normalmente un múltiplo del diámetro de los rotores de turbina, tal como cuatro veces el diámetro de los rotores.

20 La separación máxima es una distancia desde las turbinas del parque más allá de la cual no se espera que se identifiquen efectos de bloqueo de parque eólico o se espera que se identifiquen efectos despreciables. Esto puede cuantificarse evaluando dónde se espera que los efectos de bloqueo de parque eólico se encuentren por debajo de un umbral predeterminado, o dónde la velocidad del viento está dentro de un umbral predeterminado de la velocidad del viento de flujo libre. Dicho de otro modo, la separación máxima puede establecerse como la distancia a la que se
25 considera que la velocidad del viento aguas arriba de las turbinas aguas arriba está dentro de un umbral del valor de flujo libre. En algunos ejemplos, esto puede estar dentro del 1% del valor de flujo libre. Por tanto, efectivamente, el segundo límite 208 define una zona en la que deben colocarse los mástiles de medición virtuales.

30 Tal como puede observarse en la figura 4, se crea un límite adicional 210 que rodea el parque eólico y rodea sustancialmente sus estelas, habiéndose determinado las estelas para la dirección y velocidad en la etapa 106. Las estelas se muestran en la figura 4 como ilustración de cómo están rodeadas por el límite adicional 210. Este límite adicional 210 se genera para excluir las estelas y rodea las estelas del parque. El límite adicional 210 también está separado de cada una de las turbinas aguas arriba mediante al menos una separación predeterminada que está más allá de la región en la que están presentes efectos de bloqueo de turbina. Esta separación predeterminada es la
35 separación determinada basándose en los campos eólicos de las turbinas individuales en la etapa 108 del método según la reivindicación 1.

40 El límite adicional 210 se genera de modo que traza una línea con respecto a cada una de las turbinas aguas arriba y se genera como una envolvente cóncava usando un algoritmo de generación de envolvente. La envolvente cóncava se genera en la separación predeterminada desde las turbinas aguas arriba, de modo que la envolvente cóncava genera eficazmente un polígono que traza un límite aguas arriba alrededor de las turbinas con ángulos suavizados. Por tanto, tal como puede observarse, hay algunas turbinas que no están incluidas en el primer límite, pero que se visitan de cerca por el límite adicional.

45 Finalmente, tal como puede observarse en la figura 5 en la que no se muestra ningún campo eólico ni estela, las ubicaciones 212 para mástiles virtuales se definen a una separación predeterminada a lo largo de la parte del límite adicional 210 que se encuentra dentro del segundo límite 208. Las ubicaciones de mástiles virtuales 212 se definen a lo largo de esta parte del límite adicional 210 dado que es la ubicación con respecto a las turbinas aguas arriba a la que se experimentarán efectos de bloqueo de parque eólico. Normalmente, la generación de la envolvente convexa
50 alrededor de las turbinas aguas arriba y la envolvente cóncava en la separación predeterminada, definiéndose las ubicaciones a lo largo de la parte de la envolvente cóncava dentro de la envolvente convexa, da como resultado un conjunto de ubicaciones de mástiles virtuales que se extienden a lo largo de la parte delantera de las turbinas aguas arriba y entre las turbinas aguas arriba más externas, de modo que se cubre toda la parte aguas arriba del parque eólico y pueden cuantificarse los efectos de bloqueo de parque eólico a través de todo el parque.

55 En la presente realización, para determinar las separaciones predeterminadas desde las turbinas aguas arriba que se usan para determinar el posicionamiento de la envolvente cóncava, se cuantifican los efectos de bloqueo de turbina de las turbinas individuales. En otras realizaciones, las separaciones pueden determinarse como una distancia predeterminada aguas arriba de cada turbina aguas arriba, tal como un valor establecido o un múltiplo del diámetro del rotor desde la turbina, o pueden determinarse cuantificando de otro modo los efectos de bloqueo de turbina. Si se usa un múltiplo del diámetro del rotor desde la turbina como distancia predeterminada, la separación puede establecerse a 1,5 veces el diámetro (1,5D), 2D, 2,5D y/o 3D. Normalmente, se espera que 2D sea una separación adecuada para evitar efectos de bloqueo de turbina.
60

65 En el método 100 de la figura 1, la etapa 110 de definir ubicaciones incluye la determinación de una separación desde cada turbina aguas arriba basándose en los campos eólicos modelados de las turbinas individuales. Tal como ya se

indicó, el modelado de campos eólicos de turbinas aguas arriba se usa en la etapa 108 para permitir determinar la separación. El modelado de campos eólicos alrededor de turbinas individuales permite identificar efectos de bloqueo de turbina y efectos de estela, sin la presencia de bloqueo de parque eólico porque el bloqueo de parque eólico es un fenómeno observado únicamente con parques completos.

5 En la figura 6 se muestra un ejemplo de un campo eólico modelado para una turbina eólica 400. En este campo eólico de ejemplo, puede observarse que, ligeramente por delante de la turbina eólica 400, hay una velocidad del viento más lenta que la velocidad del viento de flujo libre, que en este ejemplo está normalizada. La velocidad del viento por delante de la turbina 400 se ve afectada por efectos de bloqueo de turbina, conduciendo a una velocidad del viento más lenta que la velocidad del viento de flujo libre. Por consiguiente, cuando se determina una separación para mástiles de medición virtuales, se necesita evitar los efectos de bloqueo de turbina. Por tanto, la separación para cada turbina aguas arriba puede determinarse identificando una distancia desde esa turbina aguas arriba a la que la velocidad del viento está dentro de un determinado umbral con respecto a la velocidad del viento de flujo libre. Más allá de este punto, el bloqueo de parque eólico será el factor de pérdida dominante cuando se simula el campo eólico del parque eólico en su conjunto, de modo que esta región, más allá de los efectos de bloqueo de turbina pero no demasiado lejos del campo eólico, es la región en la que se colocan de manera ideal los mástiles de medición virtuales.

20 Tal como puede observarse en la figura 7, que muestra un gráfico de porcentaje de pérdida de producción de energía anual (AEP) en comparación con una distancia de separación de mástiles de medición virtuales en cuanto a diámetros de las turbinas, la pérdida de AEP es superior a distancias de diámetro más pequeñas desde las turbinas. Tal como se indicó anteriormente, los mástiles colocados más cerca de las turbinas están midiendo efectos de bloqueo de turbina así como efectos de bloqueo de parque eólico. Por tanto, para cuantificar efectos de bloqueo de parque eólico solo, las ubicaciones óptimas para los mástiles de medición virtuales están más allá de la región en la que se observan efectos de bloqueo de turbina. En este ejemplo, la región está a entre aproximadamente 2D y 3D.

25 Las figuras 8A a 8G muestran gráficos de ejemplo usados en la determinación de AEP en el método de la figura 1. Las figuras 8A a 8G son gráficos de velocidad del viento frente a dirección del viento, que muestran el efecto de bloqueo de parque eólico. Cada uno de los gráficos 8A a 8G ilustra una separación diferente para los mástiles virtuales desde las turbinas aguas arriba. Las separaciones de las figuras 8A a 8G son de 10D, 5D, 3D, 2,5D, 2D, 1,5D y 1D, respectivamente, donde D es el diámetro del rotor de las turbinas aguas arriba.

35 Los gráficos ilustran los porcentajes de bloqueo para cada velocidad y dirección del viento en las separaciones particulares. El porcentaje de bloqueo es el porcentaje mediante el cual se reduce la velocidad del viento, tal como se define mediante los valores agregados de mástiles virtuales a lo largo de la pluralidad de direcciones y condiciones de velocidad del viento de flujo libre. El porcentaje de bloqueo mostrado en las figuras 8A a 8G ilustra la ausencia de uniformidad del efecto de bloqueo a diferentes velocidades del viento y para diferentes direcciones. Las figuras 8A a 8G también indican que el bloqueo mínimo se muestra a velocidades del viento superiores, como consecuencia de un menor coeficiente de empuje a través del parque eólico.

40 En las figuras 8A a 8G también se observan los efectos de bloqueo a velocidades del viento inferiores ya que los mástiles virtuales están colocados más cerca del parque eólico. Normalmente, se espera que una separación de dos a tres diámetros de rotor esté lo suficientemente alejada del parque eólico como para que el bloqueo de turbina sea despreciable, y queda claro a partir de las figuras 8C a 8E, que muestran separaciones de 3D, 2,5D y 2D, respectivamente. Más cerca de la turbina, se observan porcentajes de bloqueo superiores, que incluyen efectos de bloqueo de turbina.

50 En algunas realizaciones, el factor de bloqueo de parque eólico se determina basándose en una reducción promedio de la velocidad del viento a través de cada uno de los mástiles de medición virtuales para cada velocidad del viento en cada dirección del viento, siendo el promedio el promedio de cada reducción de la velocidad del viento medida por cada mástil de medición virtual con respecto a la velocidad del viento de flujo libre. En algunas realizaciones, puede aplicarse una ponderación a cada una, o a algunas, de las reducciones individuales a partir de un mástil de medición virtual basándose en la proximidad del mástil de medición virtual a la turbina más próxima. La turbina más próxima puede ser la turbina aguas arriba más próxima que está directamente aguas abajo de la ubicación de mástil de medición virtual, o puede ser la turbina más próxima de manera más general. En algunas realizaciones, puede aplicarse una ponderación basándose en otro factor tal como proximidad a una o más turbinas, proximidad a uno o más de otros mástiles de medición virtuales y/o el número de turbinas directamente aguas abajo del mástil de medición virtual a partir del cual se realiza la medición. Esto dará como resultado una precisión mejorada en la cuantificación del bloqueo.

60 Adicional o alternativamente a proporcionar ponderaciones para las reducciones, pueden definirse superficies planas para las mediciones de mástiles virtuales de modo que se obtienen velocidades del viento promediadas planas en lugar de mediciones puntuales.

65 En algunas realizaciones, la superficie plana puede comprender una cinta, que comprende una superficie plana vertical que tiene una anchura correspondiente al diámetro de los rotores de las turbinas aguas arriba y alineada con las posiciones superior e inferior de los rotores. La cinta abarca y se extiende a través de todos los mástiles virtuales y

proporciona una superficie a través de la cual puede estimarse una velocidad del viento promedio plana para cada uno de los mástiles de medición virtuales. Esto dará como resultado una precisión mejorada en la determinación del campo eólico y reducciones debidas a bloqueo de parque eólico.

5 En algunas realizaciones, la superficie plana puede comprender una pluralidad de discos. Los discos están verticalmente dispuestos en las posiciones definidas de los mástiles de medición virtuales. Los discos pueden tener un diámetro igual o superior al diámetro del rotor de la turbina aguas arriba más próxima aguas abajo del disco de mástil de medición virtual. Los discos también pueden estar alineados con turbinas aguas arriba que están aguas abajo de los mismos.

10 En algunas realizaciones, pueden usarse superficies no planas. Por ejemplo, dado que los efectos de bloqueo de parque eólico cambian con la proximidad al campo eólico, puede definirse una caja que tiene un volumen con respecto a las posiciones de mástiles virtuales y, por tanto, se extiende tanto en vertical como en horizontal con respecto a los mástiles de medición virtuales.

15 También pueden usarse superficies planas alternativas. Se apreciará que cualquier discusión de mástiles de medición virtuales en el presente documento comprende tanto el concepto de mediciones puntuales dentro del campo eólico como mediciones promediadas a lo largo de una superficie, ya sea plana o de otro modo. En algunas realizaciones, pueden combinarse de manera adecuada mediciones puntuales y mediciones de superficie promediadas.

20 La metodología anterior puede implementarse usando un sistema 300 tal como se muestra en la figura 9. El sistema 300 comprende un sistema informático 302 y un aparato de medición físico 304. El sistema informático 302 comprende un módulo de modelado de parque eólico 306 configurado para realizar el modelado de campos eólicos y campos sólo de estelas del parque eólico, un módulo de modelado de turbina eólica 308 configurado para realizar el modelado de campos eólicos de las turbinas eólicas del parque eólico, un módulo de colocación de mástil de medición virtual 310 configurado para definir ubicaciones para una pluralidad de mástiles de medición virtuales, y un procesador 312 para recibir los modelos, ubicaciones y medidas físicas para determinar factores de bloqueo de parque eólico y AEP. El aparato de medición físico 304 comprende una pluralidad de mástiles de medición físicos 314 para su ubicación en el sitio del parque eólico propuesto y al menos un grabador de datos 316 conectado a los mástiles de medición físicos 314. Los datos grabados por el grabador de datos 316 pueden transferirse al procesador 312 mediante una red de comunicaciones tal como Internet, mediante un dispositivo de almacenamiento extraíble o mediante conexión directa entre el procesador y el grabador.

35 Se apreciará que pueden realizarse diversos cambios y modificaciones en la presente invención sin apartarse del alcance de la presente solicitud tal como se define en las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Método (100) para determinar la producción de energía anual de un parque eólico propuesto, comprendiendo el método (100):
 - 5 recibir (102) una definición del parque eólico, incluyendo la definición al menos una disposición de una pluralidad de turbinas eólicas (200) del parque eólico en un sitio predeterminado y el tamaño de rotor de cada una de la pluralidad de turbinas eólicas (200);
 - 10 modelar (104) el campo eólico del parque eólico para cada una de una pluralidad de velocidades del viento de flujo libre en cada una de una pluralidad de direcciones del viento;
 - 15 definir (110) ubicaciones (212) para una pluralidad de mástiles de medición virtuales aguas arriba de turbinas aguas arriba en cada una de la pluralidad de direcciones del viento, en el que las turbinas aguas arriba se definen con respecto a la dirección del viento y las ubicaciones (212) se definen a una separación desde cada turbina aguas arriba para identificar efectos de bloqueo de parque eólico;
 - 20 determinar (112) un factor de bloqueo de parque eólico para cada una de la pluralidad de velocidades del viento de flujo libre en cada una de la pluralidad de direcciones del viento, basándose el factor de bloqueo de parque eólico en datos de velocidad del viento a partir de los mástiles de medición virtuales ubicados en el campo eólico modelado en las ubicaciones (212) definidas para la dirección del viento;
 - 25 recibir (114) una pluralidad de medidas que indican la velocidad del viento y la dirección del viento a partir de al menos un mástil de medición físico ubicado en el sitio del parque eólico; y
 - determinar (116) una producción de energía anual para el parque eólico basándose en una o más velocidades del viento ajustadas obtenidas aplicando uno o más factores de bloqueo de parque eólico determinados a una o más medidas a partir del al menos un mástil de medición físico.
- 30 2. Método (100) según la reivindicación 1, en el que la separación desde cada turbina aguas arriba es un valor predeterminado.
3. Método (100) según la reivindicación 1, en el que la separación desde cada turbina aguas arriba se basa en el diámetro del rotor de la turbina aguas arriba.
- 35 4. Método (100) según la reivindicación 3, en el que la separación desde cada turbina aguas arriba es 1, 1,5, 2, 2,5 o 3 veces el diámetro del rotor de la turbina aguas arriba.
- 40 5. Método (100) según la reivindicación 1, que comprende además modelar (108) el campo eólico de cada turbina aguas arriba de manera independiente de las otras turbinas del parque eólico para cada una de la pluralidad de velocidades del viento de flujo libre en cada una de la pluralidad de direcciones del viento, en el que la separación desde cada turbina aguas arriba del parque eólico para identificar efectos de bloqueo de parque eólico se basa en el campo eólico modelado de cada turbina aguas arriba.
- 45 6. Método (100) según la reivindicación 5, que comprende además determinar, a partir del campo eólico modelado de cada turbina aguas arriba, una posición aguas arriba de la turbina aguas arriba en la que la velocidad del viento está dentro de un umbral predeterminado de la velocidad del viento de flujo libre, y en el que la separación es la distancia desde la posición hasta la turbina aguas arriba.
- 50 7. Método (100) según la reivindicación 5 o la reivindicación 6, que comprende además modelar (106) las estelas del parque eólico para cada una de la pluralidad de velocidades del viento de flujo libre en cada una de la pluralidad de direcciones del viento, y en el que las turbinas aguas arriba se determinan como las turbinas en el parque cuya velocidad del viento incidente es la velocidad del viento de flujo libre.
- 55 8. Método (100) según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, en el que definir (110) ubicaciones (212) para una pluralidad de mástiles de medición virtuales comprende:
 - 60 generar una línea aguas arriba de las turbinas aguas arriba a las separaciones determinadas, extendiéndose la línea entre las turbinas aguas arriba más externas; y
 - definir las ubicaciones a lo largo de la línea generada.
- 65 9. Método (100) según la reivindicación 8, que comprende además modelar (106) las estelas del parque eólico para cada una de la pluralidad de velocidades del viento de flujo libre en cada una de la pluralidad de direcciones del viento y en el que generar la línea comprende:

generar una envolvente convexa a una separación predeterminada desde las turbinas aguas arriba, siendo la separación predeterminada una separación fuera de la cual no se espera que se produzca ningún efecto de bloqueo de parque eólico;

5 generar una envolvente cóncava que rodea las turbinas aguas arriba y las estelas modeladas del parque eólico, estando la envolvente cóncava separada a las separaciones determinadas desde las turbinas aguas arriba y a una distancia predeterminada desde las estelas del parque eólico; y

definir la línea como parte de la envolvente cóncava que está dentro de la envolvente convexa.

10 10. Método (100) según la reivindicación 8 o la reivindicación 9, en el que las ubicaciones (212) se definen a intervalos regulares a lo largo de la línea.

15 11. Método (100) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que determinar (112) el factor de bloqueo de parque eólico comprende determinar una reducción promedio de la velocidad del viento para la dirección del viento y la velocidad del viento, en el que el factor de bloqueo se basa en la reducción promedio de la velocidad del viento.

20 12. Método (100) según la reivindicación 11, en el que la reducción promedio de la velocidad del viento se determina calculando una reducción en la velocidad del viento entre las velocidades del viento de flujo libre y las velocidades del viento medidas en la posición de cada uno de los mástiles de medición virtuales y determinar la reducción promedio de la velocidad del viento basándose en las reducciones calculadas.

25 13. Método (100) según la reivindicación 12, en el que determinar una reducción promedio de la velocidad del viento comprende aplicar una ponderación a cada reducción basándose en la proximidad del mástil de medición virtual a la turbina más próxima.

30 14. Método (100) según la reivindicación 13, en el que la turbina más próxima comprende la turbina aguas arriba más próxima que está aguas abajo del mástil de medición virtual.

35 15. Método (100) según cualquier reivindicación anterior, en el que los datos de velocidad del viento a partir de los mástiles de medición virtuales comprenden al menos uno de datos de medición puntual obtenidos en cada ubicación y datos de medición promediados a lo largo de una o más superficies asociadas con las ubicaciones.

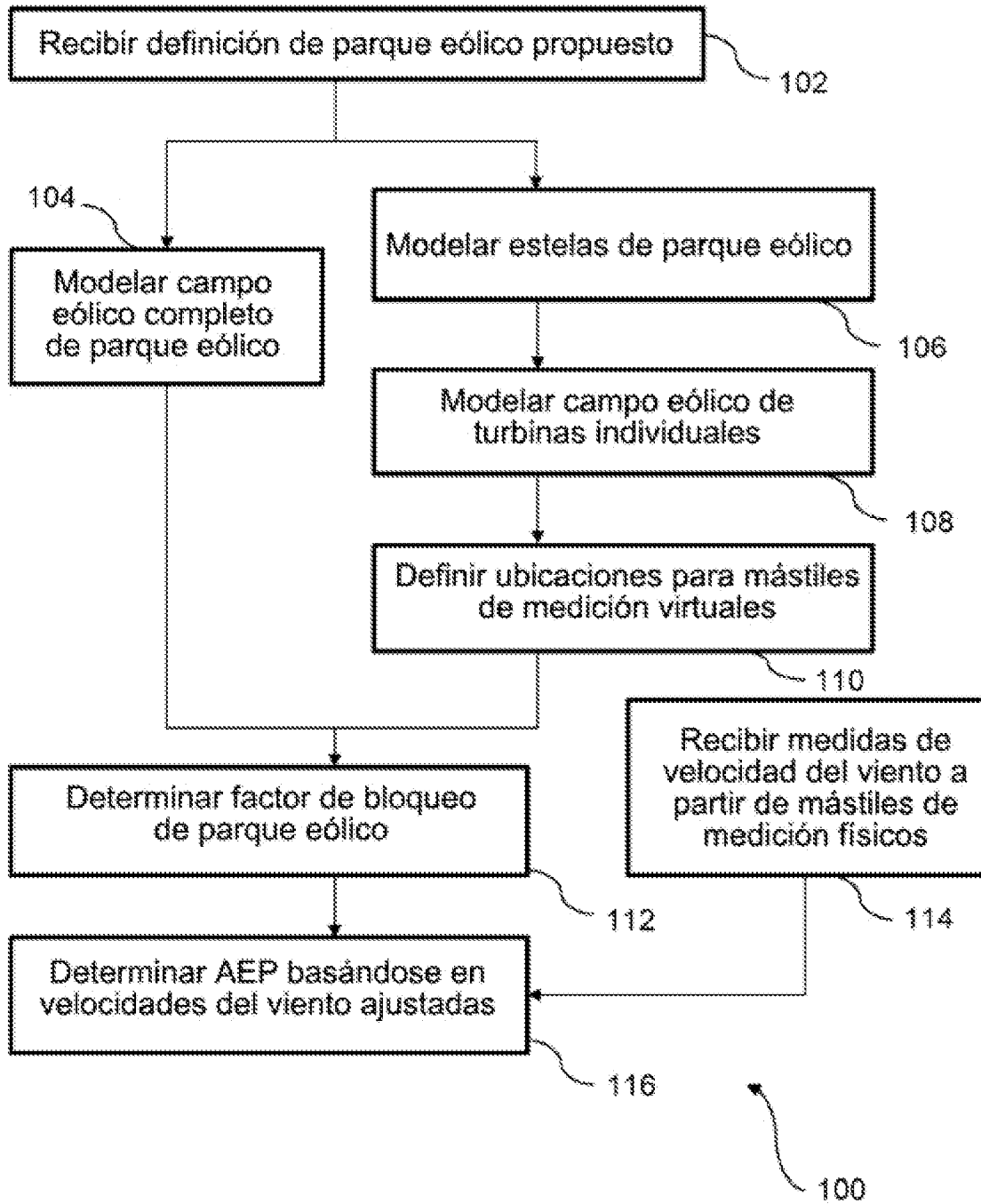


Figura 1

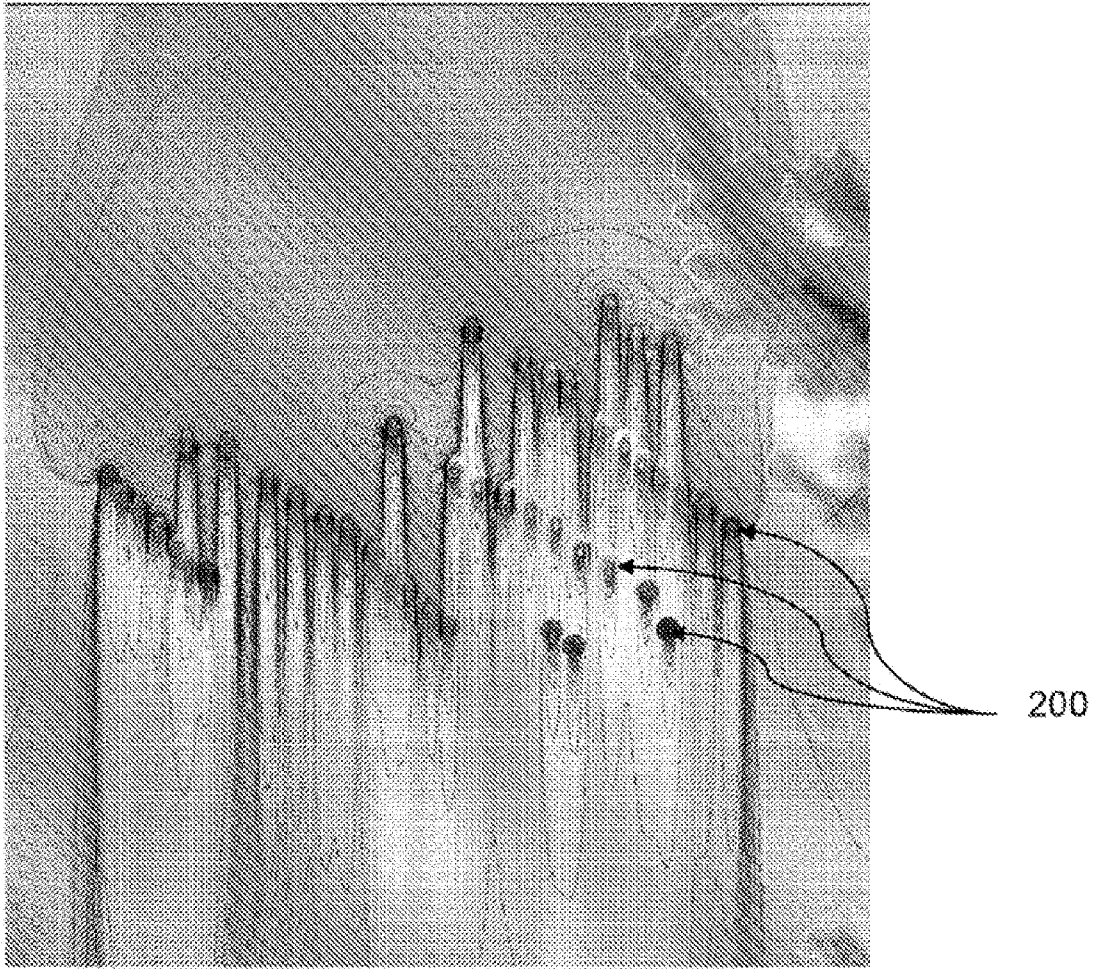


Figura 2

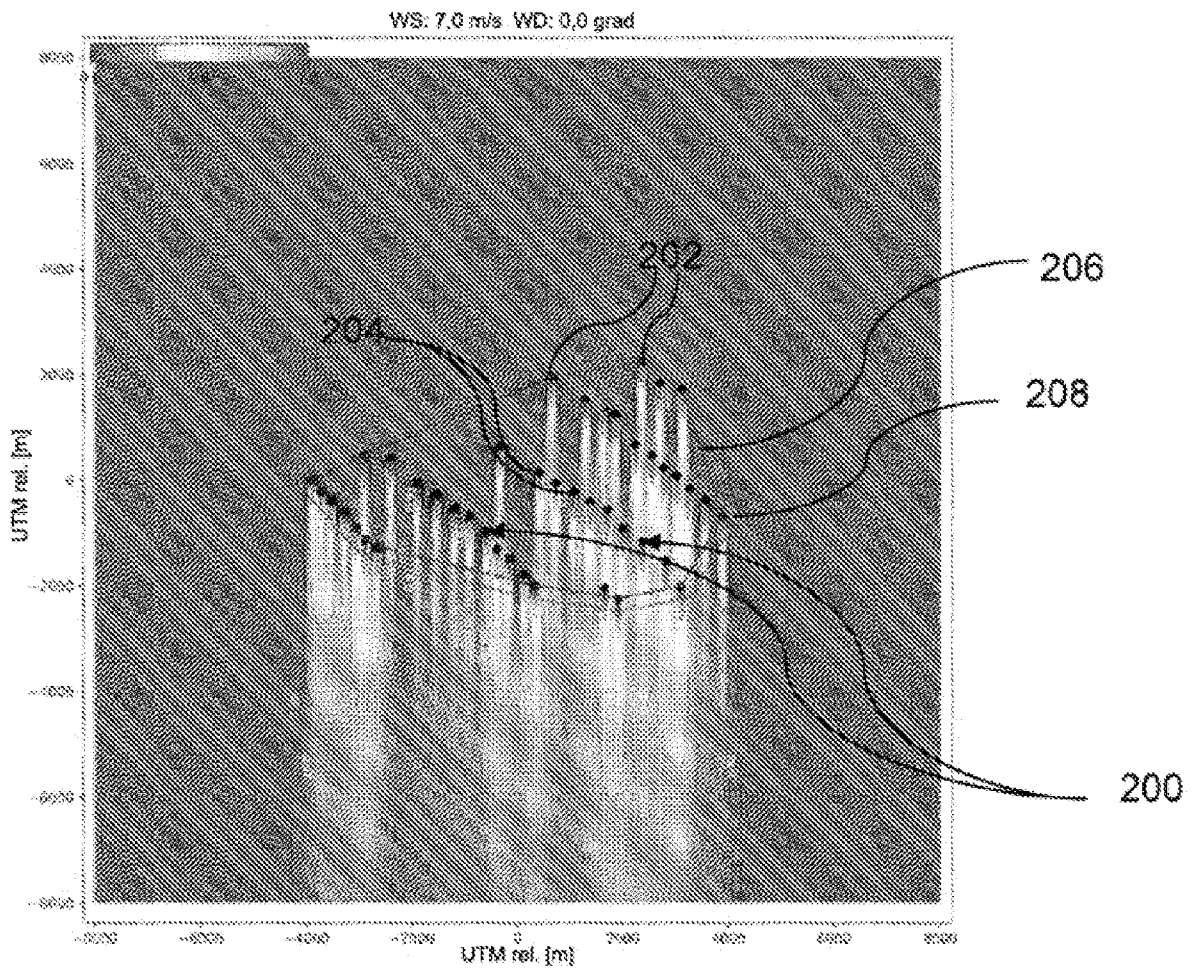


Figura 3

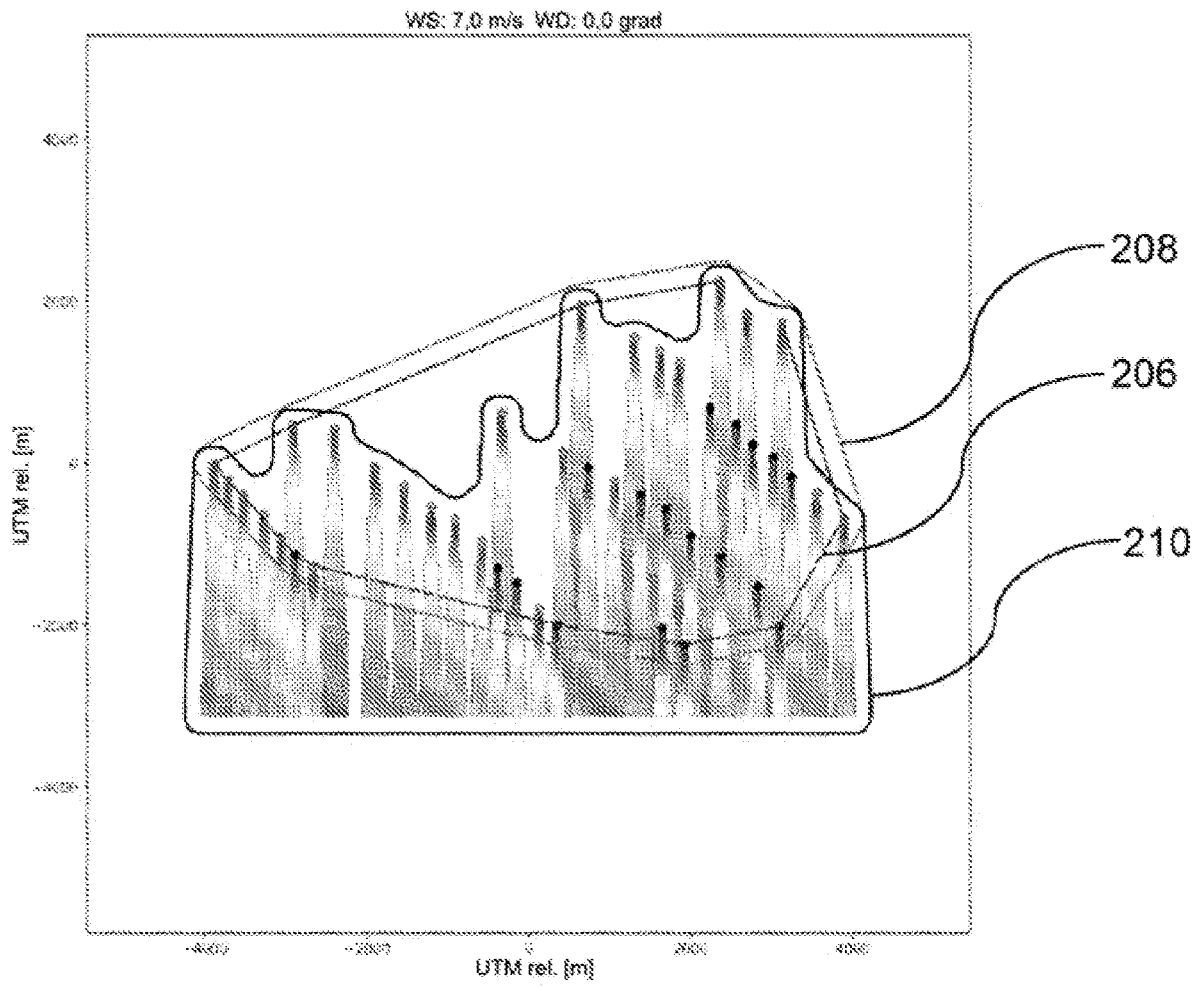


Figura 4

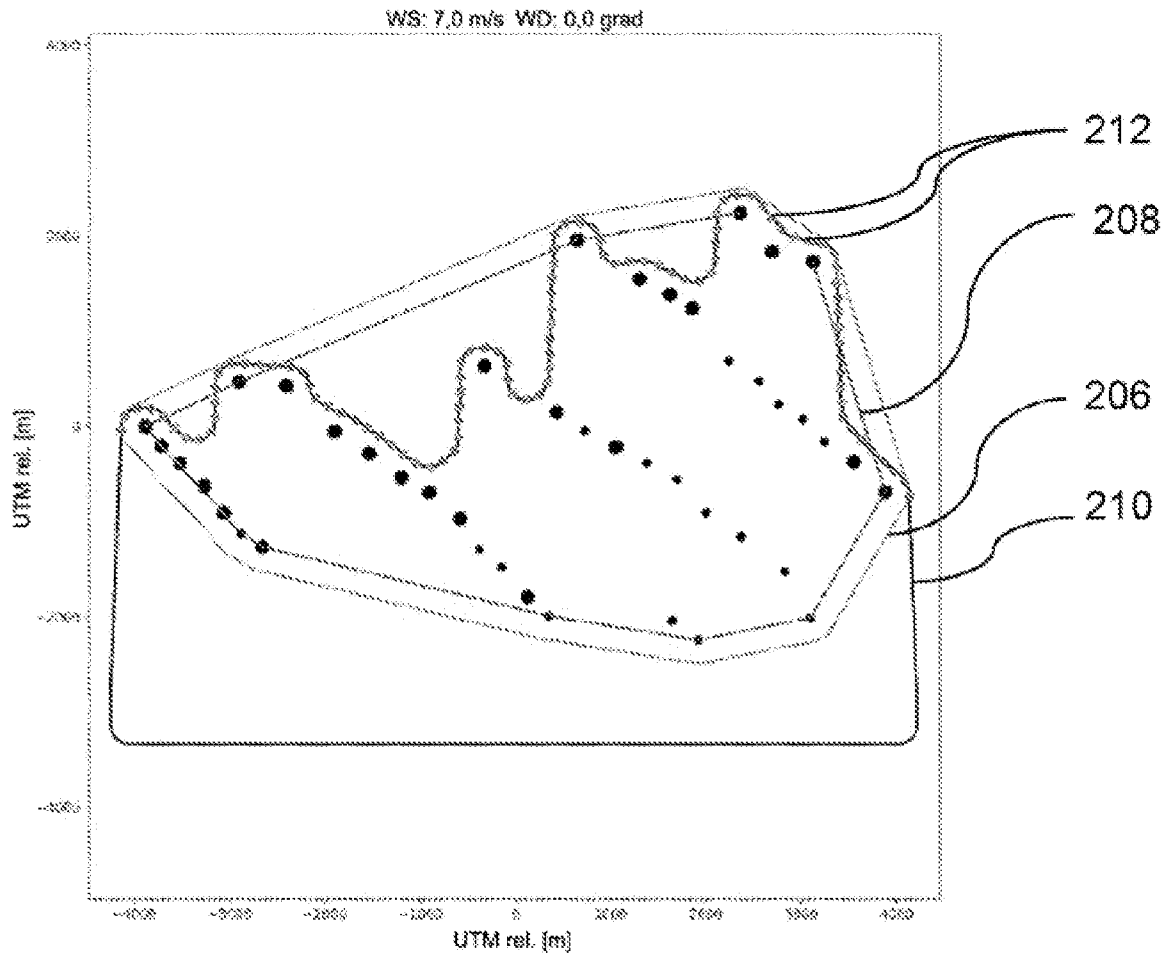


Figura 5

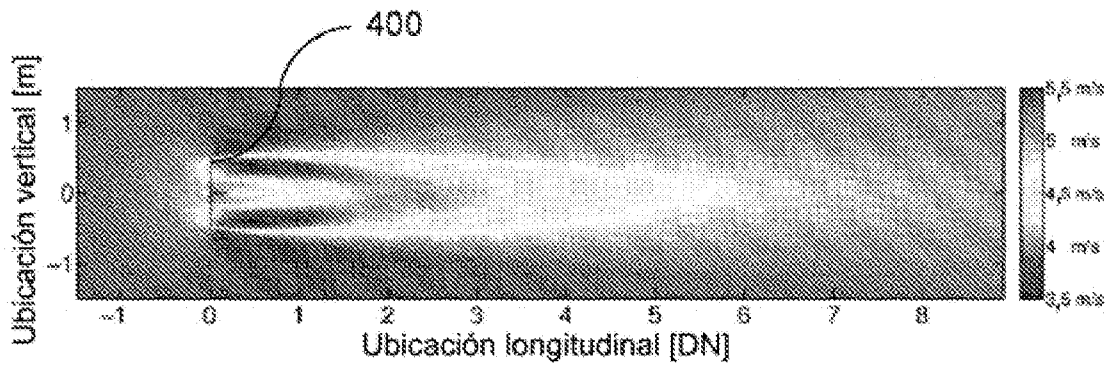


Figura 6

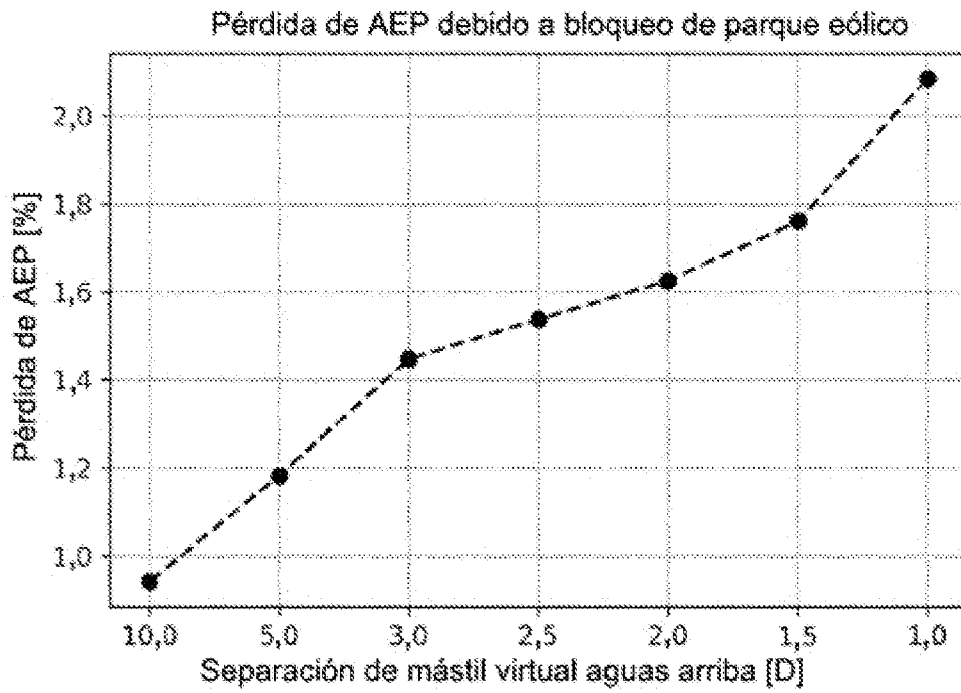


Figura 7

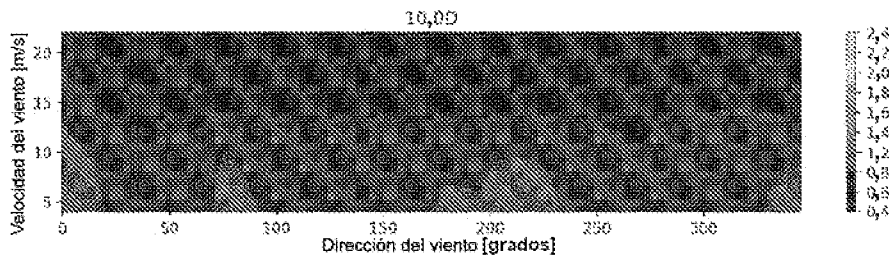


Figura 8A

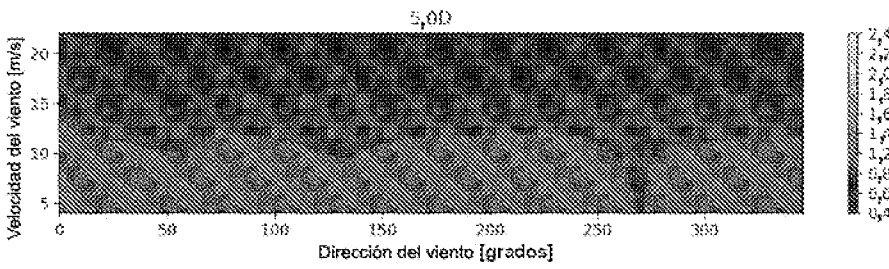


Figura 8B

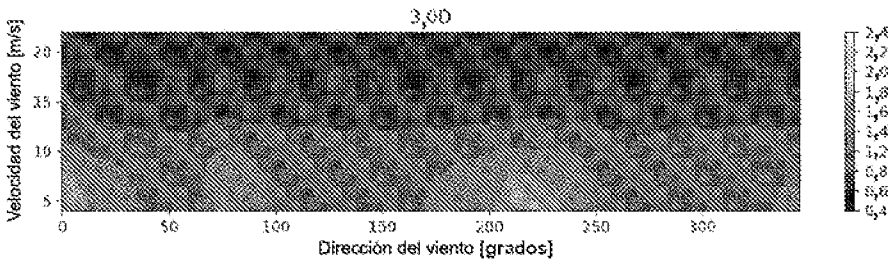


Figura 8C

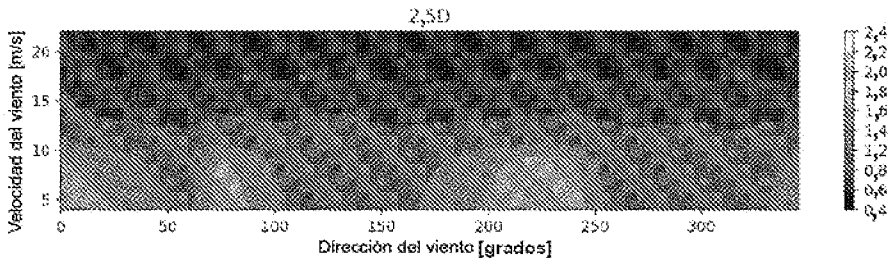


Figura 8D

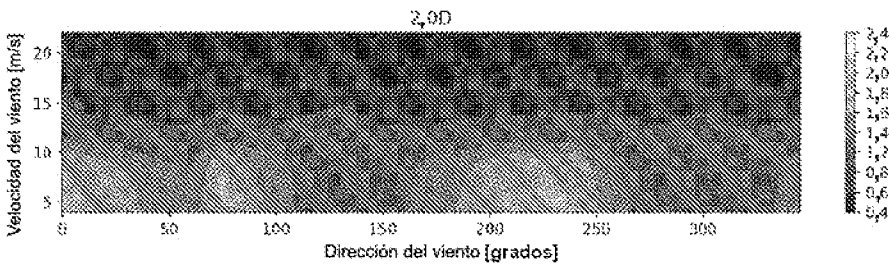


Figura 8E

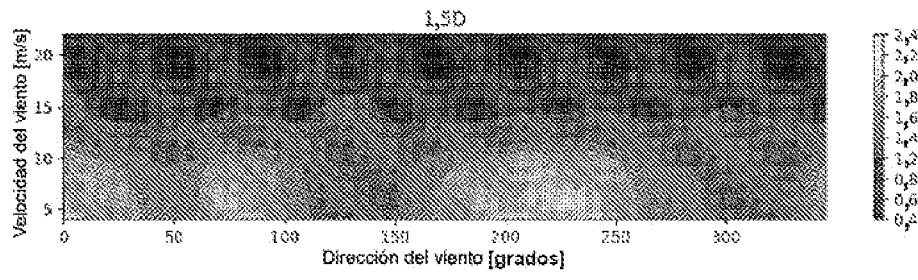


Figura 8F

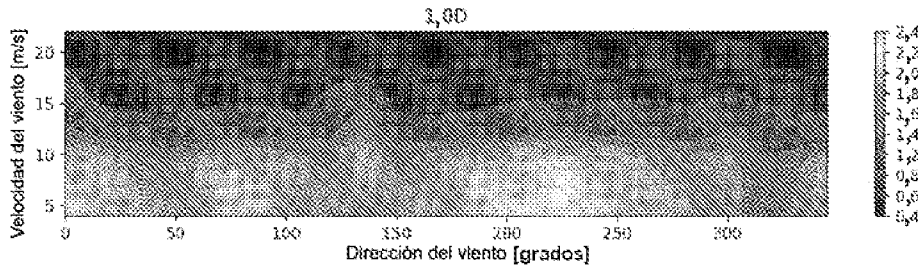


Figura 8G

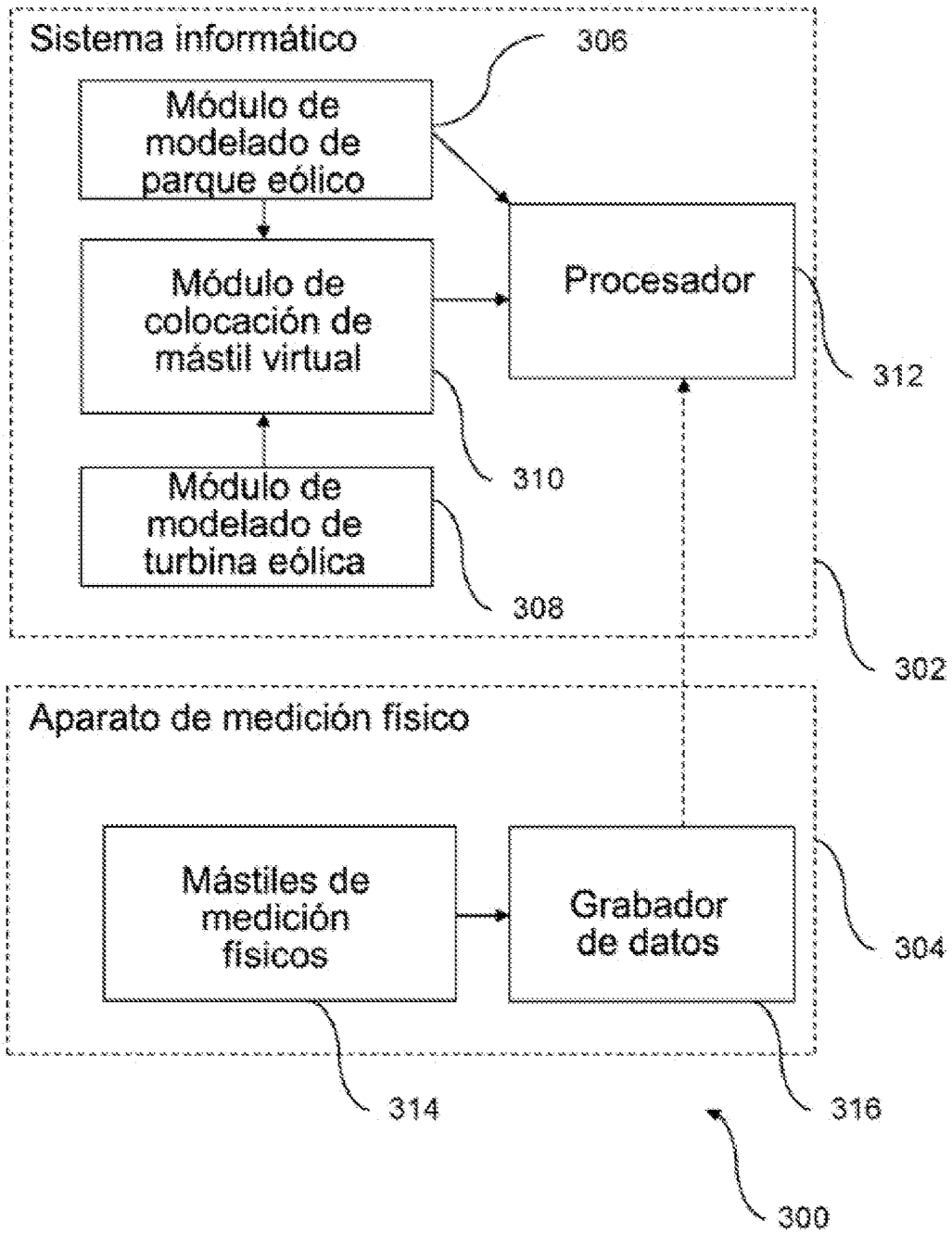


Figura 9