

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 636 659**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 9/00 (2006.01)

G05B 13/04 (2006.01)

F03D 17/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **23.04.2015** **E 15164911 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **14.06.2017** **EP 2940296**

54 Título: **Sistemas y procedimientos para optimizar la operación de un parque eólico**

30 Prioridad:

29.04.2014 IN CH21552014

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

06.10.2017

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**AMBEKAR, AKSHAY KRISHNAMURTY;
DHURI, KRISHNARAO DATTARAM;
CHANDRASHEKAR, SIDDHANTH;
DESAI, KALPIT VIKRAMBHAI y
MENON, ANUP**

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 636 659 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

Sistemas y procedimientos para optimizar la operación de un parque eólico

Las realizaciones de la presente divulgación se refieren generalmente a turbinas eólicas, y más particularmente a procedimientos para optimizar el funcionamiento de un parque eólico.

5 Los recursos de energía renovables se emplean cada vez más como alternativas más limpias y de coste más eficiente a los combustibles fósiles para satisfacer las necesidades energéticas mundiales. La energía eólica, en particular, ha emergido como uno de los recursos de energía renovables más favorecidos por ser abundante, renovable, ampliamente distribuido, y limpio. Generalmente, la energía eólica puede ser aprovechada mediante turbinas eólicas que se diseñan para producir energía eléctrica en respuesta a un amplio espectro de velocidades del viento. Estas turbinas se ubican típicamente en un parque eólico distribuidas a través de una región geográfica específica de tal manera que el paso del viento sobre la región hace que las palas asociadas con las turbinas eólicas roten. Cada una de las palas giratorias, a su vez, hacen que un rotor de un generador asociado gire, lo que ayuda a generar energía eléctrica.

10 Tradicionalmente, los parques eólicos se controlan de una manera descentralizada para generar energía de tal manera que cada turbina funciona una producción de energía local máxima y el impacto minimiza la fatiga local y las cargas extremas. Sin embargo, en la práctica, tal optimización independiente de las turbinas eólicas ignora los objetivos de rendimiento del nivel del parque, conduciendo así a un rendimiento subóptimo del nivel del parque eólico. Por ejemplo, la optimización independiente de las turbinas eólicas puede no dar cuenta de las interacciones aerodinámicas tales como los efectos de estela entre las turbinas vecinas dentro del parque eólico que pueden afectar a una producción de energía a nivel del parque.

15 Típicamente, los efectos de estela incluyen una reducción en la velocidad del viento y turbulencia de viento aumentada en una turbina eólica corriente abajo debido a una operación convencional de una turbina eólica corriente arriba. La velocidad del viento reducida provoca una reducción proporcional en una producción de energía de la turbina eólica corriente abajo. Por otra parte, la turbulencia aumentada aumenta las cargas de fatiga colocadas sobre la turbina eólica corriente abajo. Varios estudios han informado de una pérdida de más del 10 % en la producción de energía anual (AEP, del inglés *Annual Energy Production*) del parque eólico debido a los efectos de estela entre las turbinas eólicas vecinas optimizadas independientemente.

20 Por consiguiente, algunos enfoques actualmente disponibles tratan de optimizar la generación de energía al nivel de los parques eólicos mitigando un impacto en los efectos de estela a través de un control coordinado de las turbinas eólicas en el parque eólico. Típicamente, mitigar los efectos de estela implican modelar con precisión los efectos de estela experimentados en diferentes turbinas eólicas en el parque eólico. Por ejemplo, los modelos basados en empuje empírico o semiempírico y/o basados en física de alta fidelidad pueden usarse para modelar los efectos de estela entre las turbinas eólicas interactuantes aerodinámicamente en el parque eólico. Ver, por ejemplo, el documento US 2007/0124025.

25 Convencionalmente, los modelos empíricos o semiempíricos (modelos de espera de ingeniería) se generan basándose en dos datos de experimentos de campo y/o información de viento histórica. Por consiguiente, estos modelos pueden usarse para designar los diseños de los parques eólicos para optimizar uno o más objetivos de rendimiento antes de la instalación de las turbinas eólicas. De manera alternativa, estos modelos pueden usarse para optimizar el rendimiento del parque eólico después de la instalación.

30 Un enfoque de optimización, por ejemplo, emplea los modelos de estela de ingeniería para determinar los ajustes de control para las turbinas eólicas. En particular, estos modelos de estela de ingeniería determinan los ajustes de control para operar turbinas corriente arriba con bajas eficiencias, que, a su vez, permite una mayor recuperación de energía en las turbinas corriente abajo. Otro enfoque usa los modelos de estela de ingeniería para ajustar una alineación guiñada de las turbinas corriente arriba en relación con la dirección del viento entrante para dirigir los efectos de estela resultantes lejos de las turbinas corriente abajo.

35 Sin embargo, los modelos de ingeniería convencionales no tienen en cuenta la afluencia predominante de viento y otras condiciones ambientales tales como la estabilidad de la capa límite atmosférica y la intensidad de turbulencia longitudinal. Como las condiciones ambientales sobre el parque eólico tienden a cambiar con frecuencia, los modelos de estela estimados que usan los modelos de estela de ingeniería pueden ser imprecisos para su uso durante una implementación en tiempo real. El modelado impreciso de las condiciones de estela, a su vez, puede resultar en el uso de ajustes de control incorrectos para las turbinas eólicas en el parque eólico. De esta manera, los enfoques de optimización convencionales que usan los modelos de estela de ingeniería proporcionan, a menudo, solo mejoras marginales en la producción de rendimiento a nivel del parque eólico.

40 Por consiguiente, los modelos de estela de alta fidelidad, por ejemplo, el modelado basado en dinámicas de fluido computacional se ha explorado para proporcionar mayor precisión en el modelado de interacciones de estela. Los modelos de alta fidelidad implican la medición y el análisis de una amplia variedad de parámetros que necesitan instrumentación adicional, cálculos complejos, y costes asociados. El coste y la complejidad asociados con los modelos de alta fidelidad, por lo tanto, pueden impedir el uso más amplio de estos modelos en todas las turbinas en

el parque eólico y/o para la optimización en tiempo real de las operaciones de los parques eólicos.

Por consiguiente, la presente invención, como se define en las reivindicaciones adjuntas, se proporciona.

Diversas características y aspectos de las realizaciones de la presente divulgación se entenderán mejor después de leer la siguiente descripción detallada con referencia a los dibujos adjuntos en los que los caracteres similares representan partes similares a través de los dibujos, en los que:

- 5 la figura 1 es una ilustración esquemática de un parque eólico ejemplar, de acuerdo con realizaciones de la presente divulgación;
- la figura 2 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento ejemplar para la operación de optimización de un parque eólico, de acuerdo con realizaciones de la presente divulgación;
- 10 la figura 3 es una representación esquemática de una secuencia ejemplar para determinar los ajustes de control óptimo para conjuntos de turbinas eólicas interactuantes aerodinámicamente en un parque eólico, de acuerdo con realizaciones de la presente divulgación;
- la figura 4 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento ejemplar para la operación de optimización de un parque eólico en un modo de optimización retardada, de acuerdo con realizaciones de la presente divulgación;
- 15 la figura 5 es un diagrama de flujo que ilustra un procedimiento ejemplar para la operación de optimización de un parque eólico en tiempo real, de acuerdo con realizaciones de la presente divulgación; y
- la figura 6 es una representación que representa una comparación de ganancias energéticas logradas usando diferentes modelos de estelas, de acuerdo con las realizaciones de la presente divulgación.

20 La siguiente descripción presenta realizaciones ejemplares de sistemas y procedimientos para optimizar la operación de un parque eólico. En particular, las realizaciones ilustradas en el presente documento desvelan un procedimiento para modelar datos dirigidos de efectos de estela mediante el aprovechamiento de datos agregados de manera convencional por un servidor de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) en el parque eólico. Los datos agregados pueden incluir parámetros que incluyen condiciones ambientales, diseño geométrico del parque eólico, y/o información operativa que corresponde a las turbinas eólicas. Al menos algunos de los parámetros de estela tales como el diseño geométrico pueden conocerse o recibirse una vez, mientras que algunos otros parámetros de estela tales como las condiciones ambientales pueden supervisarse continuamente para ayudar en la estimación de los efectos de estela a nivel del parque eólico.

25 Estas condiciones ambientales, por ejemplo, pueden incluir la dirección del viento predominante, la velocidad del viento detectada en una turbina eólica corriente arriba (velocidad del viento corriente arriba), la velocidad del viento detectada en la turbina eólica corriente abajo (velocidad del viento corriente abajo), la cizalladura del viento, el viraje del viento, la temperatura, la humedad, y/o la presión. Los parámetros de estela pueden incluir, además, información operativa y ajustes de control tales como una relación de velocidad de punta, un ángulo de paso, una alineación de guiñada, una velocidad del generador, una producción de energía, una producción de par, una medición de empuje, y/o estados operativos de turbinas eólicas que proporcionan información relacionada con cualquiera de las turbinas en el parque eólico que no están produciendo energía. Adicionalmente, los parámetros de estela pueden incluir también diseño geométrico del parque eólico, incluyendo información que corresponde al terreno del parque eólico, el número de turbinas vecinas, ubicaciones reales de la turbina, y/o ubicaciones relativas de las turbinas eólicas corriente abajo y corriente arriba.

30 Además, las realizaciones de la presente divulgación presentan un enfoque dirigido por datos que usa los valores supervisados de parámetros de estela para generar modelos de estela a nivel de parque robustos. Específicamente, el enfoque dirigido por datos usa los parámetros de estela para identificar los conjuntos de interacción aerodinámica de las turbinas eólicas y estimar las interacciones de estela (conscientes) correspondientes. Las interacciones de estela conscientes, a su vez, se utilizan para generar modelos de estela a nivel del parque en tiempo real. El uso de condiciones ambientales predominantes y estados operativos actuales de las turbinas individuales permite la detección de interacciones de estelas que se están experimentando en tiempo real en las turbinas eólicas corriente abajo, permitiendo así la determinación de un modelo de estela predictivo a nivel de parque de mayor precisión.

35 Adicionalmente, determinar el modelo de estela a nivel del parque a través de una evaluación consciente de las interacciones de estela reduce el esfuerzo computacional, permitiendo así la optimización en tiempo real de uno o más objetivos de rendimiento seleccionados para el parque eólico. Específicamente, el modelo de estela a nivel del parque ayuda a determinar los ajustes de control óptimos para las diferentes turbinas eólicas en el parque eólico para optimizar de manera significativa los objetivos globales de rendimiento tales como la maximización de la producción de energía anual (AEP) o minimización de las cargas de fatiga experimentadas por las turbinas eólicas en el parque eólico.

40 Aunque las realizaciones ejemplares de los presentes sistemas y procedimientos se describen en el contexto de optimizar diferentes objetivos de rendimiento para un parque eólico, se apreciará que el uso de las realizaciones del

presente sistema en diversas aplicaciones también se contempla. A modo de ejemplo, ciertas realizaciones de la presente divulgación pueden emplearse para optimizar operaciones de una pluralidad de turbinas de marea o hidráulicas en sistemas subacuáticos. Un entorno ejemplo que es adecuado para practicar diversas implementaciones del presente sistema se trata en las siguientes secciones con referencia a la figura 1.

5 La figura 1 ilustra un parque 100 eólico ejemplar de acuerdo con aspectos de la presente divulgación. En una realización, el parque 100 eólico incluye una pluralidad de turbinas 102 eólicas dispuestas en un diseño geométrico deseado. Por ejemplo, las turbinas 102 eólicas pueden disponerse aleatoriamente, en una única fila, o en una matriz de filas y columnas que usan uno o más algoritmos de optimización de diseño. Generalmente, los algoritmos de optimización pueden diseñarse para maximizar los efectos positivos y la velocidad del viento esperada y la dirección sobre los objetivos de rendimiento tales como AEP, a la vez que se minimizan los efectos negativos tales como un aumento de las cargas de fatiga asociadas con cada una de las turbinas 102 eólicas individuales.

10 En una realización, cada una de las turbinas 102 eólicas incluye uno o más módulos de conversión de energía tales como palas 104 de rotor, un engranaje escalonado (no mostrado), y un generador de energía (no mostrado) que convierte la energía eólica en energía eléctrica utilizable. Adicionalmente, las turbinas 102 eólicas también incluye mecanismos de paso de palas (no mostrado) para regular la producción de energía de la turbina y la velocidad del rotor, mecanismos de guiñada (no mostrados), y uno o más dispositivos 110 de supervisión que trabajan cohesivamente con otros componentes de las turbinas 102 eólicas para girar y alinear las palas 104 de rotor en línea y/o en relación con la dirección del viento predominante. Por otra parte, las turbinas 102 eólicas pueden también incluir unidades de refrigeración (no mostrado) para impedir que los componentes de las turbinas 102 eólicas se sobrecalienten, sistemas de frenado (no mostrado) para detener las palas 104 del rotor en su rotación cuando se desea, y góndolas (no mostrado) para proteger los diferentes componentes de las turbinas 102 eólicas de factores ambientales.

15 Típicamente, las palas 104 de rotor de las turbinas 102 eólicas aerodinámicas se alinean en dirección una sustancialmente similar, por ejemplo, la dirección del viento entrante durante el funcionamiento de la turbina 102 eólica. Tal alineación de pala, sin embargo, coloca ciertas turbinas 102 eólicas corriente abajo tras ciertas turbinas 102 eólicas corriente arriba en el parque 100 eólico, dando como resultado, de esta manera, efectos de estela que afectan negativamente a las operaciones de las turbinas 102 eólicas corriente abajo. Por ejemplo, el viento que sopla a través de las palas 104 de rotor de las turbinas 102 eólicas provocan la rotación de las palas 104 correspondientes. Las palas 104 giratorias convierten, al menos, algo de la energía cinética del viento entrante en energía mecánica, reduciendo así la velocidad del viento experimentada por la turbina 102 eólica corriente abajo, a la vez que se aumenta la turbulencia.

20 Ya que la producción de energía de las turbinas 102 eólicas es proporcional a la velocidad del viento entrante, una reducción en la velocidad del viento en la turbina 102 eólica corriente abajo debido a los efectos de estela reduce una producción de energía correspondiente. Adicionalmente, la turbulencia provocada por los efectos de estela puede dañar los componentes de la turbina debido a la carga de fatiga cíclica. Por ejemplo, la carga de fatiga puede iniciar pequeñas grietas sobre las superficies de los componentes de la turbina que pueden aumentar de tamaño y propagarse, conduciendo potencialmente así al fallo de la turbina 102 eólica corriente abajo.

25 Por otra parte, como la optimización independiente de las turbinas eólicas puede agravar adicionalmente los efectos de estela, se desea configurar el funcionamiento de las turbinas 102 eólicas de tal manera que la producción de energía a nivel del parque, AEP, y/o las cargas de fatiga en el parque 100 eólico permanece dentro de los umbrales designados correspondientes. En particular, es deseable ajustar continuamente los ajustes de control de cada una de las turbinas 102 eólicas interactuantes basándose en los valores de variación de los parámetros de estela tales como la velocidad y la dirección del viento en tiempo real de tal manera que los objetivos de rendimiento se logran consistentemente a nivel del parque.

30 Por consiguiente, cada una de las turbinas 102 eólicas incluye uno o más controladores 106 de turbina que regulan el funcionamiento de las turbinas 102 eólicas correspondientes para mitigar los efectos de estela entre los conjuntos de turbinas 102 eólicas interactuantes. En una realización, los controladores 106 de turbina regulan el funcionamiento de las turbinas 102 eólicas basándose en condiciones ambientales, entradas de usuario, y/o comandos recibidos desde un subsistema 108 de control de parque asociado. Por consiguiente, los controladores 106 de turbina pueden incluir procesadores específicos de aplicación, controlador de lógica programable (PLC), procesadores de señales digitales (DSP), microordenadores, microcontroladores, Circuitos Integrados Específicos de Aplicación (ASIC) y/o Matrices de Puertas Programables de Campo (FPGA).

35 Además, los controladores 106 de turbina pueden acoplarse de manera comunicativa al subsistema 108 de control del parque y/o a una pluralidad de dispositivos 110 de supervisión mediante una red 112 de comunicaciones cableada y/o inalámbrica. La red de comunicaciones 112, por ejemplo, puede incluir Internet, una red de área local (LAN), redes de área local inalámbricas (WLAN), redes de área extensa (WAN) tales como las redes de Interoperabilidad Global para Acceso Microondas (WiMax), redes satélite, redes celulares, redes de sensores, redes ad hoc y/o redes de corto alcance.

Por otra parte, los dispositivos 110 de supervisión, por ejemplo, incluyen codificadores o sensores que proporcionan

medición directa o indirecta de parámetros de estela tales como la velocidad del viento, dirección del viento, temperatura ambiente, presión, densidad, turbulencia, cizalladura del viento, y/o producción de energía de las turbinas 102 eólicas. En ciertas realizaciones, los dispositivos 110 de supervisión pueden colocarse dentro y/o fuera del parque 100 eólico para medir los parámetros de estela tales como la información SCADA que incluye el viento experimentado y/o esperado en las diferentes turbinas 102 eólicas. En una realización, por ejemplo, los dispositivos 110 de supervisión pueden disponerse sobre o cerca de las turbinas 102 eólicas para medir la información SCADA que corresponde a las condiciones ambientales. La información SCADA puede usarse por los controladores 106 de la turbina y/o el subsistema 108 de control del parque para estimar continuamente las interacciones aerodinámicas entre conjuntos de turbinas 102 eólicas interactuantes. Las interacciones aerodinámicas estimadas o efectos de estela, a su vez, pueden usarse para determinar los ajustes de control óptimos para los conjuntos de las turbinas 102 eólicas interactuantes en tiempo real.

En una realización, los dispositivos 110 de supervisión se pueden configurar para almacenar la información SCADA en un repositorio 114 de almacenamiento para su procesamiento posterior. Con ese fin, el repositorio 114 de almacenamiento puede acoplarse de manera comunicativa a los controladores 106 de turbina, el subsistema 108 de control del parque, y/o los dispositivos 110 de supervisión sobre la red 112 de comunicaciones. Además, el repositorio 114 de almacenamiento, por ejemplo, incluye una o más unidades de disco duro, unidades de disquete, unidades de disco de lectura/escritura compactas (CD-RW), Discos Versátiles Digitales (DVD), unidades flash, unidades ópticas, y/o dispositivos de almacenamiento de estado sólido para almacenar la información SCADA.

En una realización alternativa, los dispositivos 110 de supervisión pueden configurarse para comunicar información SCADA a los controladores 106 de turbina y/o al subsistema 108 de control del parque en uno o más intervalos de tiempo designados. En ciertas realizaciones adicionales, los dispositivos 110 de supervisión pueden configurarse para comunicar la información SCADA a los controladores 106 de turbina y/o al subsistema 108 de control del parque en intervalos aleatorios, al recibir la solicitud de un usuario, y/o al determinar un cambio significativo (por ejemplo, un cambio de más del 5 %) en mediciones consecutivas.

En ciertas realizaciones, el subsistema 108 de control del parque puede configurarse para usar la información SCADA recibida desde los controladores 106 de turbina para supervisar y/o controlar las operaciones de los controladores 106 de turbina y/o las turbinas 102 eólicas. Con ese fin, el subsistema 108 de control del parque puede incluir, por ejemplo, uno o más procesadores específicos de aplicación, DSP, microordenadores, microcontroladores, PLC, ASIC, y/o FPGA. Aunque la figura 1 ilustra el subsistema 108 de control del parque como un servidor centralizado único, en una realización alternativa, el subsistema 108 de control del parque puede corresponder a un sistema distribuido.

Además, en una realización, el subsistema 108 de control del parque usa la información SCADA junto con un diseño geométrico del parque 100 eólico para modelar interacciones de estela entre turbinas basándose en las condiciones ambientales predominantes. Por ejemplo, el subsistema 108 de control del parque puede emplear un enfoque de modelado de estela dirigido por datos que se ajusta a un modelo de regresión predictivo a la información SCADA que se agrega convencionalmente en el parque 100 eólico. Típicamente, un modelo de regresión define la relación estadística que puede usarse para indicar un cambio en una variable dependiente cuando una o más variables independientes se varían, mientras que otras variables independientes se mantienen fijas. Sin embargo, una relación estadística entre parámetros de estela puede no mantenerse verdadera para valores nuevos y posteriormente adquiridos de los parámetros de estela.

Por consiguiente, en una realización, la relación estadística predeterminada puede someterse a aprendizaje por máquina y a la posterior validación con valores de parámetros de estela adicionales. Específicamente, en ciertas realizaciones, el entrenamiento y la validación sigue hasta la caracterización precisa de las interacciones de estela en tiempo real entre los conjuntos de turbinas 102 eólicas interactuantes que usan la relación estadística alcanza un estado estacionario. Una vez que el estado estacionario se alcanza, el subsistema 108 de control del parque identifica los conjuntos de turbinas eólicas interactuantes aerodinámicamente desde la información SCADA nuevamente adquirida y usa relaciones estadísticas para determinar los modelos de estela conscientes para cada conjunto de turbinas 102 eólicas corriente arriba y corriente abajo en el parque 100 eólico.

En ciertas realizaciones, los modelos de estela conscientes pueden configurarse para formular un problema de optimización para los ajustes de control de la turbina basándose en una o más variables de predicción, objetivos de rendimiento deseados, y/o restricciones conocidas. Por ejemplo, en una realización, el modelo de regresión puede ayudar a determinar los ajustes de control óptimo para las turbinas 102 eólicas basándose en un régimen de funcionamiento de las turbinas 102 eólicas. Típicamente, a bajas velocidades del viento, las turbinas 102 eólicas funcionan en un modo de velocidad variable, mientras que operan a una velocidad nominal y modo de potencia a altas velocidades. El subsistema 108 de control del parque puede determinar el régimen de funcionamiento basándose en una información del viento actual, la velocidad del rotor de la turbina, el ángulo de paso, y/o la energía recogida como parte de la información SCADA.

Basándose en el régimen de funcionamiento, en una realización, el subsistema 108 de control del parque puede configurarse para determinar los valores óptimos de una o más variables de predicción que corresponden a los objetivos de rendimiento en vistas de una o más restricciones operativas conocidas. Como se usa en el presente

documento, la expresión "variables de predicción" puede usarse para referirse a valores que pueden manipularse con el fin de llegar al valor óptimo del objetivo de rendimiento a la vez que satisface las restricciones operativas. En una realización, las variables de predicción incluyen ajustes de control para las turbinas 102 eólicas tales como una relación de velocidad de punta y ángulos de paso de pala. Generalmente, los diferentes conjuntos de variables de predicción pueden usarse para influenciar el comportamiento la turbina 102 eólica en diferentes regímenes y condiciones de operación.

Por ejemplo, cuando funciona en el modo de velocidad variable, el modelo de regresión puede usar el ángulo de paso fino y/o la relación los puntos de ajuste de relaciones de velocidad de punta como variables de predicción. Como se usa en el presente documento, la expresión punto de ajuste de "ángulo de paso fino" corresponde al ángulo de paso en el que las palas 104 de rotor se bloquean durante el modo de velocidad variable, y la expresión "punto de ajuste de relación de velocidad de punta" corresponde a los puntos de ajuste de control usados para lograr la relación de velocidad de la punta durante el funcionamiento de la turbina. Generalmente, la relación de velocidad de punta puede definirse como la relación de una velocidad lineal de la punta de la pala a una velocidad de viento equivalente a la potencia.

Sin embargo, cuando se operan las turbinas 102 eólicas en el modo de potencia nominal, el subsistema 108 de control del parque puede usar el punto de ajuste de energía de la turbina y el punto de conjunto de velocidad del rotor como variables de predicción. En una realización, las variables de predicción para cada modelo de regresión ayudan a determinar el rendimiento de una turbina eólica tal como su producción energética, las cargas de fatiga, y los efectos de estela corriente abajo en vista de las condiciones de viento predominantes.

Generalmente, los efectos de estela experimentados en la turbina 102 corriente abajo no solo resultan de la operación de una turbina 102 corriente arriba correspondiente, sino también de la operación de otras turbinas 102 eólicas y del terreno circundante en el parque 100 eólico. Típicamente, debido al tamaño y al diseño del parque 100 eólico, la cascada de efectos de estela desde la turbina 102 eólica corriente arriba a dos o más turbinas 102 eólicas corriente abajo que se ubican en la ruta del viento entrante. Por consiguiente, el subsistema 108 de control del parque puede desarrollar un modelo de estela predictivo a nivel del parque basándose en los modelos de estela conscientes determinados para proporcionar una estimación más completa de los efectos de estela globales en el parque 100 eólico. Como se señaló anteriormente, el uso de las condiciones ambientales predominantes y de los estados de las turbinas individuales permite capturar interacciones de estela que se están experimentando en tiempo real en las turbinas eólicas corriente abajo, permitiendo así la determinación de un modelo de estela a nivel de parque predictivo más fiable. Adicionalmente, determinar el modelo de estela a nivel de parque a través de una evaluación consciente de las interacciones de estela reduce el esfuerzo computacional, permitiendo así la optimización en tiempo real de uno o más objetivos de rendimiento seleccionados para el parque eólico. Ciertas realizaciones ejemplares de procedimientos para determinar los modelos de estela consciente y el modelo de estela predictivo a nivel de parque se describirá en mayor detalle con referencia a las figuras 2-5.

En una realización, el modelo de estela a nivel de parque puede usarse para predecir interacciones de estela esperadas entre los conjuntos de turbinas 102 eólicas interactuantes para condiciones ambientales predominantes y diferentes combinaciones de ajustes de control, tal como el ángulo de paso y/o el punto de ajuste de relación de velocidad de punta. Por consiguiente, en una realización, el modelo de estela a nivel de parque se puede usar para determinar y ajustar uno o más ajustes de control para cada una de las turbinas 102 eólicas interactuantes aerodinámicamente. Los ajustes de control, por ejemplo, incluyen un punto de ajuste de relación de velocidad de punta, una desalineación de guiñada, un punto de ajuste de paso fino, y/o un punto de ajuste de velocidad de rotor. Específicamente, el subsistema 108 de control del parque ajusta los ajustes de control para una o más turbinas 102 eólicas en el parque 100 eólico para lograr uno o más de los objetivos de rendimiento deseados. Por ejemplo, en una realización, el subsistema 108 de control del parque puede ajustar el ángulo de paso de una pala de rotor, modificar un par del generador, modificar una velocidad de generador, alterar una guiñada de góndola, frenar uno o más componentes de la turbina eólica, añadir o activar un flujo de aire, y/o modificar un elemento sobre una superficie de la pala de rotor para lograr los objetivos de rendimiento deseados.

En particular, en una realización, el subsistema 108 de control del parque usa el modelo de estela predictivo a nivel de parque para ajustar los ajustes de control de las turbinas 102 eólicas para maximizar la producción de energía a nivel del parque y/o la AEP en vistas de las condiciones ambientales variables. En otro ejemplo, el subsistema 108 de control del parque usa el modelo de estela predictivo a nivel de parque para ajustar de manera selectiva los ajustes de control de las turbinas 102 eólicas para minimizar las cargas de fatiga de la turbina. De manera alternativa, el subsistema 108 de control de parque usa el modelo de estela predictivo a nivel de parque para ajustar de manera selectiva uno o más ajustes de control de las turbinas 102 eólicas para una optimización restringida de los objetivos de rendimiento deseados tales como la optimización de la AEP, a la vez que se mantienen las cargas de fatiga sobre turbinas 102 eólicas individuales por debajo de un umbral designado. Ciertas realizaciones ejemplares de procedimientos para ajustar los ajustes de control de las turbinas 102 eólicas para optimizar uno o más objetivos de rendimiento basándose en el modelo de estela a nivel de parque se describirán en mayor detalle con referencia a las figuras 2-5.

La figura 2 ilustra un diagrama 200 de flujo que representa un procedimiento ejemplar para optimizar la operación de un parque eólico. En la presente memoria descriptiva, las realizaciones del procedimiento ejemplar pueden describir

en un contexto general y no transitorio instrucciones ejecutables por ordenador de un sistema informático o un procesador. Generalmente, las instrucciones ejecutables por ordenador pueden incluir rutinas, programas, objetos, componentes, estructuras de datos, procedimientos, módulos, funciones, y similares para realizar funciones particulares o implementar tipos de datos abstractos particulares.

5 Adicionalmente, las realizaciones del procedimiento ejemplar también se pueden practicar en un entorno informático distribuido en donde las funciones de optimización se realizan por dispositivos de procesamiento remoto que se enlazan a través de una red de comunicaciones cableada y/o inalámbrica. En el entorno informático distribuido, las instrucciones ejecutables por ordenador se pueden ubicar en tanto medios de almacenamiento informáticos locales como remotos, incluyendo dispositivos de almacenamiento de memoria.

10 Además, en la figura 2, el procedimiento ejemplar se ilustra como una colección de bloques en un diagrama de flujo lógico, que representa operaciones que pueden implementarse en hardware, software, o combinaciones de los mismos. Las diversas operaciones se representan en los bloques para ilustrar las funciones que se realizan, por ejemplo, durante las etapas de recepción de uno o más modelos de estela históricos, desarrollar un modelo de estela predictivo a nivel de parque, y/o ajustar uno o más ajustes de control en el procedimiento ejemplar. En el
15 contexto del software, los bloques representan instrucciones informáticas que, cuando se ejecutan por uno o más subsistemas de procesamiento, se realizan las operaciones recitadas.

El orden en el que el procedimiento ejemplar se describe no pretende interpretarse como una limitación, y cualquier número de bloques descritos puede combinarse en cualquier orden para implementar el procedimiento ejemplar desvelado en el presente documento, o un procedimiento equivalente alternativo. Adicionalmente, ciertos bloques
20 pueden eliminarse del procedimiento ejemplar o aumentarse por bloques adicionales con funcionalidad añadida sin salir del espíritu y el ámbito de la materia objeto descritas en el presente documento. Para fines de análisis, el procedimiento ejemplar se describirá con referencia a los elementos de la figura 1.

Como se señaló anteriormente, el funcionamiento de las turbinas corriente arriba reduce la velocidad del viento y aumenta la intensidad de las turbulencias y las turbinas corriente abajo en un parque eólico tal como el parque 100
25 eólico de la figura 1. Tales interacciones aerodinámicas entre las turbinas eólicas corriente arriba y corriente abajo corresponden a efectos de estela, que típicamente reducen la producción de energía y la vida útil de los componentes de la turbina eólica corriente abajo. Las técnicas convenciones emplean modelos de alta fidelidad o modelos de estela de ingeniería simplificados basándose en datos físicos o empíricos para modelar las interacciones de estela entre diferentes turbinas eólicas en el parque eólico. Las interacciones de estela estimadas se usan
30 seguidamente para controlar de manera adaptable los ajustes tales como la velocidad de rotor y/o una alineación de las palas de las turbinas eólicas corriente arriba. El coste y los gastos computacionales asociados con los modelos de alta fidelidad, sin embargo, impiden el uso de modelos de alta fidelidad a gran escala. Además, como los modelos de ingeniería convencionales ignoran la información en tiempo real que corresponde a las condiciones ambientales sin modelar predominantes y/o el rendimiento de la turbina, los modelos de estela de ingeniería logran proporcionar
35 solo mejoras marginales en los objetivos de rendimiento de un parque eólico.

Por el contrario, las realizaciones de la presente divulgación presentan un procedimiento ejemplar para moldear de manera precisa los efectos de estela a nivel de parque basándose en un modelo de regresión de datos dirigidos para proporcionar un rendimiento superior comparado con las operaciones convencionales de una turbina eólica. El procedimiento inicia en la etapa 202, donde los valores históricos de al menos algunos parámetros de estela para
40 turbinas eólicas en un parque eólico se reciben. En una realización, los valores históricos corresponden a valores supervisados de parámetros de estela agregados por un servidor SCADA tal como el subsistema 108 de control del parque de la figura 1 durante un período de tiempo designado, por ejemplo, unos pocos días, unas pocas horas, o unos pocos minutos. Los parámetros de estela, como se señaló anteriormente, incluyen condiciones ambientales, ajustes de control para turbinas eólicas individuales, el diseño geométrico del parque eólico, y/o cualquier parámetro
45 que pueda afectar a la eficiencia de funcionamiento de las turbinas eólicas individuales y/o el parque eólico en general. En ciertas realizaciones, solo ciertos parámetros de estela, tales como la velocidad del viento corriente arriba, la velocidad del viento corriente abajo, la dirección del viento, los ajustes de control, y/o los estados de operación y de no operación de las turbinas se reciben continuamente. Otros parámetros de estela, tales como el diseño geométrico del parque eólico pueden recibirse solo una vez o pueden recuperarse desde un dispositivo de
50 almacenamiento asociado tal como el repositorio 114 de almacenamiento de la figura 1.

Además, en la etapa 204, un conjunto de referencia de turbinas eólicas interactuantes se identifica a partir de las turbinas de viento basándose en valores históricos. En particular, en una realización, un subsistema de control de
parque tal como el subsistema 108 de control del parque de la figura 1 puede configurarse para identificar los
55 conjuntos de referencia de las turbinas eólicas interactuantes basándose en la dirección del viento predominante y del diseño geométrico del parque eólico. Adicionalmente, el subsistema de control del parque usa el diseño geométrico del parque eólico para determinar turbinas vecinas y/o posiciones relativas de las turbinas eólicas para una dirección de viento detectada. Las posiciones relativas, a su vez, pueden permitir la identificación de conjuntos de turbinas eólicas interactuantes de tal manera que cada conjunto incluye, al menos, una turbina eólica corriente arriba y, al menos, una turbina eólica corriente abajo que experimentan los efectos de estela.

60 De manera alternativa, en ciertas realizaciones, el subsistema de control del parque puede emplear un modelo de

estela de ingeniería tal como el modelo Jensen o Ainslie para identificar los conjuntos de turbinas eólicas interactuantes aerodinámicamente. Generalmente, los modelos Jensen o Ainslie pueden identificar los conjuntos de referencia de las turbinas eólicas interactuantes, por ejemplo, basándose en ubicaciones relativas de las turbinas vecinas, un coeficiente de empuje de cada turbina 102 eólica, y/o las condiciones de viento predominantes.

5 Específicamente, el Modelo Jensen puede predecir un déficit de velocidad en la turbina eólica corriente abajo, por ejemplo, basándose en una velocidad de viento, una dirección de viento, y un coeficiente de empuje que corresponde a la turbina eólica corriente arriba, y una ubicación de la turbina eólica corriente abajo. El déficit de velocidad es representativo de las interacciones de estela entre dos turbinas eólicas, y por lo tanto, ayuda en la identificación de los conjuntos de referencia de las turbinas eólicas interactuantes.

10 Por otra parte, en la etapa 206, uno o más modelos de estela históricos para los conjuntos de referencia de turbinas eólicas interactuantes determinados se basan en los valores históricos que corresponden a los conjuntos de referencia. Como se usa en el presente documento, los términos "conjunto" o "conjuntos" se usan para hacer referencia a un grupo de dos o más cantidades. En particular, en una realización, cada uno de los conjuntos de turbinas eólicas corresponden a un par de turbinas eólicas. En otras realizaciones, sin embargo, cada uno de los
15 conjuntos puede incluir tres o más turbinas eólicas. Puede señalarse que los efectos de estela tienen lugar de una manera consciente entre los conjuntos de interacción corriente abajo y las correspondientes turbinas corriente arriba para una dirección del viento particular. Una estimación consciente de los efectos de estela se agrega para proporcionar una estimación del efecto de estela a nivel del parque. Esta estimación consciente se determina usando uno o más de los modelos de estela históricos generados para cada conjunto de referencia.

20 Por consiguiente, en una realización, los valores históricos que corresponden a cada conjunto de referencia se segregan de los valores históricos recibidos para determinar los modelos de estela históricos. En una realización, los conjuntos de referencia pueden identificarse usando los modelos de estela de ingeniería. Además, para cada uno de los conjuntos de referencia, los valores históricos segregados proporcionan, por ejemplo, valores predeterminados de diferentes combinaciones de parámetros de estela tal como una dirección del viento, la velocidad del viento en las turbinas eólicas corriente arriba y corriente abajo, el ángulo de paso, la desalineación de guiñada, y/o la relación de velocidad de punta de la turbina eólica corriente arriba.
25

Aunque, diversos parámetros de estela pueden supervisarse simultáneamente en un parque eólico, en la presente divulgación, se pueden seleccionar diferentes subconjuntos de parámetros de estela para diferentes condiciones de funcionamiento, tal como durante el día o la noche, durante condiciones de calma o de tormenta, y/o para optimizar diferentes objetivos de rendimiento. En una implementación ejemplar que tiene como objetivo maximizar la producción de energía a nivel del parque, el subconjunto de parámetros de estela incluye valores que corresponden a un ángulo de paso, relación de velocidad de punta, y velocidad del viento que corresponde a la turbina eólica corriente arriba, y una velocidad de viento en una turbina corriente abajo correspondiente segregada para cada conjunto de referencia. En una realización, las velocidades del viento pueden medirse o estimarse directamente desde la potencia de la turbina, las mediciones de la velocidad del rotor y el ángulo de paso. En ciertas realizaciones, los valores segregados se procesan para filtrar datos ruidosos tales como cuando la relación de velocidad de punta es superior o inferior a los umbrales designados para proporcionar modelado más preciso de los valores históricos de los parámetros de estela.
30

Además, en una realización contemplada actualmente, el subsistema de control de parque se ajusta a un modelo de regresión a través de los valores segregados que corresponden a cada conjunto de referencia para determinar los modelos de estela históricos conscientes para diferentes combinaciones de parámetros de estela. En ciertas realizaciones, el modelo de regresión emplea aprendizaje por máquina para determinar una relación estadística entre valores de uno o más de los parámetros de estela seleccionados y una velocidad de viento predominante y dirección en las turbinas eólicas corriente arriba y corriente abajo en cada conjunto de referencia.
35

40 En particular, en otro ejemplo, el subsistema de control del parque se ajusta al modelo de regresión a través de los valores segregados que corresponden a cada conjunto de referencia que usa la ecuación (1)

$$\frac{V_{down}}{V_{up}} = f(\beta, s, TSR_{up}, \theta_{up}, \varphi_{up}, others) \quad (1)$$

45 donde V_{down} corresponde a la velocidad del viento en la turbina eólica corriente abajo, V_{up} corresponde a la velocidad del viento en la turbina eólica corriente arriba, β corresponde a la dirección relativa del viento, s corresponde a la distancia relativa entre la turbina eólica corriente arriba y corriente abajo en cada conjunto de turbinas eólicas interactuantes, TSR_{up} corresponde a la relación de velocidad de punta de la turbina eólica corriente arriba, θ_{up} corresponde al ángulo de paso de la turbina eólica corriente arriba, y φ_{up} corresponde a una desalineación de guiñada de la turbina eólica corriente arriba.
50

55 En una realización, la ecuación (1) define una función de transferencia que permite la predicción de interacciones de estela conscientes como una relación de velocidad del viento en la turbina eólica corriente abajo a la velocidad del viento de la turbina eólica corriente arriba. Específicamente, el modelo de regresión estima la relación como una función de la dirección β del viento corriente arriba, la distancia relativa s entre las turbinas eólicas corriente arriba y

corriente abajo, la relación de velocidad de punta de la turbina corriente arriba TSR_{up} , el ángulo de paso θ_{up} de la turbina eólica corriente arriba, y la desalineación de la guiñada ϕ_{up} de la turbina eólica corriente arriba.

5 En ciertas realizaciones, el modelo de regresión puede someterse a un aprendizaje de máquina para afinar la función de transferencia para proporcionar predicción precisa de la relación de la velocidad del viento en las turbinas eólicas corriente arriba y corriente abajo. El subsistema de control del parque puede, entonces, usar un modelo de energía (energía de turbina como función de la velocidad del viento y los ajustes de control) para predecir la producción de energía a nivel del parque desde las velocidades del viento predichas por los modelos de estela históricos. En una realización, las etapas correspondientes a la recepción de valores históricos, la identificación de los conjuntos de referencia, y/o la determinación de los modelos de estela históricos pueden llevarse a cabo en un modo fuera de línea, mientras que las etapas restantes ilustradas en la figura 2 pueden realizarse en tiempo real. En una realización alternativa, sin embargo, todas las etapas del procedimiento ilustradas en la figura 2 pueden realizarse en tiempo real.

15 En una realización, los valores históricos de los parámetros de estela, los modelos de estela históricos, y/o las relaciones de velocidad del viento predichas pueden almacenarse en una tabla de búsqueda en el repositorio de almacenamiento asociado. Además, en la etapa 208, los modelos de estela históricos se reciben, por ejemplo, en el subsistema de control del parque para su uso en optimizaciones posteriores. En particular, en una realización, el subsistema de control del parque recibe los modelos de estela históricos desde las turbinas eólicas, los controladores de turbina, y/o el repositorio de almacenamiento.

20 Adicionalmente, en la etapa 210, nuevos valores que corresponden a al menos algunos de los parámetros de estela para las turbinas eólicas en el parque eólico se reciben. Como se señaló anteriormente, las condiciones ambientales en el parque eólico, tal como la velocidad del viento y la dirección tienden a variar continuamente durante un día. Los efectos de estela experimentados en el parque eólico, por tanto, pueden también variar a lo largo del día, mereciendo, por lo tanto, ajuste continuo de los ajustes de control. El ajuste continuo de los ajustes de control, a su vez, necesita evaluación adicional de los valores nuevos de los parámetros de estela.

25 Por consiguiente, en ciertas realizaciones, los nuevos valores, por ejemplo, que corresponden a la velocidad y dirección del viento, pueden recibirse en el subsistema de control del parque en intervalos designados de tiempo tal como cada diez minutos. De manera alternativa, los valores nuevos pueden recibirse en intervalos aleatorios, al recibir la solicitud de un usuario, al determinar un cambio significativo (por ejemplo, un cambio de más del 5 %) en mediciones consecutivas de los valores de los parámetros de estela, y/o si un valor de al menos un parámetro de estela está fuera del umbral determinado. En una realización, por ejemplo, los nuevos valores pueden recibirse si un cambio de más de 0,5 metros/segundo en la velocidad del viento o más de 5 grados en la dirección del viento se observa.

30 Por otra parte, en la etapa 212, los nuevos conjuntos de turbinas eólicas interactuantes se identifican a partir de las turbinas de viento basándose en los nuevos valores. En una realización, los nuevos conjuntos de turbinas eólicas interactuantes pueden identificarse para una dirección del viento particular que usa el procedimiento previamente descrito con referencia a la etapa 204.

35 Además, en la etapa 214, un modelo de estela predictivo a nivel del parque puede desarrollarse para nuevos conjuntos de turbinas eólicas interactuantes basándose en uno o más de los modelos de estela históricos y los nuevos valores. En una realización, los nuevos valores que corresponden a cada uno de los nuevos conjuntos de turbinas eólicas interactuantes se segregan. Además, el subsistema de control del parque desarrolla un modelo de regresión predictivo sobre los valores segregados que corresponde a cada uno de los nuevos conjuntos de modelos de estela históricos. En una realización, el subsistema de control del parque adapta las funciones de transferencia que corresponden a los modelos de estela históricos para desarrollar el modelo predictivo a nivel de parque basándose en los nuevos valores. De manera alternativa, el subsistema de control del parque agrega los modelos de estela para desarrollar el modelo predictivo a nivel del parque basándose en los nuevos valores. El modelo predictivo a nivel del parque, desarrollado así, puede usarse para proporcionar una estimación robusta de las interacciones de estela, por ejemplo, una relación predicha de velocidad del viento predominante corriente arriba y corriente abajo para su uso en la determinación de las optimizaciones adecuadas en la operación del parque eólico.

40 En la etapa 216, uno o más ajustes de control para al menos los nuevos conjuntos de turbinas eólicas interactuantes se ajustan basándose en el modelo de estela predictivo a nivel del parque. En particular, el modelo de estela predictivo al nivel del parque puede proporcionar una predicción de cómo un cambio en ciertos ajustes de control para las turbinas eólicas corriente arriba en cada nuevo conjunto puede afectar a la eficiencia operativa de al menos las turbinas eólicas corriente abajo correspondientes. Por consiguiente, el modelo de estela predictivo a nivel de parque puede usarse para determinar los ajustes de control para cada turbina eólica de tal manera que el objetivo de rendimiento a nivel del parque puede lograrse y/o mantenerse.

45 Sin embargo, la determinación simultánea de los ajustes de control para cada turbina eólica en el parque eólico es un proceso complejo y computacionalmente intensivo que puede dificultar la implementación en tiempo real debido al gran número de parámetros que se necesitan evaluar. Por consiguiente, en una realización contemplada actualmente, el subsistema de control del parque determina secuencial y progresivamente uno o más ajustes de

control para cada turbina eólica en al menos los nuevos conjuntos de turbinas eólicas interactuantes para optimizar los objetivos de rendimiento a nivel del parque.

La figura 3, por ejemplo, ilustra una representación 300 esquemática que representa una secuencia 302 ejemplar de determinación de ajustes de control óptimos para turbinas eólicas interactuantes T_1 - T_{11} en un parque eólico. Específicamente, La figura 3 ilustra la pluralidad de turbinas eólicas T_1 - T_{11} que pueden clasificarse en múltiples conjuntos 308-324 de turbinas eólicas interactuantes basándose en la dirección 304 del viento predominante y en un diseño geométrico del parque eólico. Los conjuntos 308-324 pueden identificarse de tal manera que cada conjunto incluye, al menos, una turbina eólica corriente arriba que despierta al menos una turbina eólica corriente abajo, como se describió previamente con referencia a las etapas 204 y 212 de la figura 2.

En ciertas realizaciones, los conjuntos de turbinas 308-324 eólicas interactuantes, por ejemplo, pueden corresponder a los nuevos conjuntos identificados en la etapa 212 de la figura 2 y pueden representarse en una estructura de árbol dispersa. Además, en una implementación ejemplar, el subsistema de control del parque se configura para determinar secuencialmente los ajustes de control óptimos en un enfoque de abajo arriba de tal manera que los ajustes de control para una turbina eólica corriente abajo se determinan seguido de los ajustes de control óptimo para una turbina eólica corriente arriba en cada uno de los nuevos conjuntos.

Por ejemplo, cuando se evalúa el conjunto 308, el subsistema de control del parque determina los ajustes de control adecuados para la turbina eólica más corriente abajo T_{11} de tal manera que una producción de energía individual $[J(1)=P(1)]$ of T_{11} se maximiza. En una realización, la velocidad del viento observada en T_{11} puede asumir ser igual la velocidad del viento que corre libre (o a un valor arbitrario fijado) cuando se determina la producción de energía para un ajuste de control dado. Ya que la turbina eólica corriente abajo T_{11} se coloca en la parte inferior del parque eólico en vistas de la dirección 304 particular del aire, la turbina eólica corriente abajo T_{11} experimenta efectos de estela significantes. Por consiguiente, iniciar la secuencia 302 de optimización en la turbina eólica T_{11} permite una mejora sustancial en la producción de energía $P(1)$ de la turbina eólica T_{11} sin tener en cuenta la operación de la turbina corriente arriba T_{10} .

Posteriormente, el subsistema de control del parque determina los ajustes de control adecuados para la turbina eólica corriente arriba T_{10} para maximizar la producción de energía combinada $[J(2) = P(2) + J(1)]$ producida por las turbinas T_{10} y T_{11} en vista del modelo de estela predictivo a nivel del parque. En una realización, los ajustes de control pueden determinarse basándose en una suposición de que la velocidad del viento observado en T_{10} es igual a la velocidad del viento que corre libre, mientras que la velocidad del viento en T_{11} se determina en vista al modelo de estela predictivo a nivel del parque. Por otra parte, para maximizar $J(2)$, el subsistema de control del parque determina el efecto de los ajustes de control que corresponden a la turbina eólica corriente arriba T_{10} sobre la producción de energía producida por la turbina corriente abajo T_{11} $[J(1)]$ basándose en el modelo de estela a nivel del parque y a los ajustes de control que previamente se han determinado para la turbina eólica corriente abajo T_{11} .

Adicionalmente, para el conjunto 310 que incluye las turbinas eólicas T_{10} y T_4 , los ajustes de control para la turbina eólica corriente arriba T_4 puede determinarse para maximizar la producción de energía combinada $[J(3) = P(3) + J(2)]$ para la turbina corriente arriba T_4 , y las correspondientes turbinas corriente abajo T_{10} , y T_{11} . En particular, los ajustes de control para la turbina corriente arriba T_4 pueden determinarse para maximizar la producción de energía $[J(3)]$ suponiendo que la velocidad del viento observada en T_4 es igual a la velocidad del viento que corre libre (o un valor arbitrario fijado), y usar el modelo de estela a nivel del parque y los ajustes de control para determinar previamente las turbinas T_{10} and T_{11} como restricciones. De manera similar, los ajustes de control para los conjuntos de turbinas eólicas se colocan a lo largo de otras ramas de la estructura de árbol dispersa pueden determinarse de tal manera que, en cada nivel de posición, la producción de energía combinada de la turbina eólica en ese nivel y en los niveles anteriores se maximiza, a su vez, maximizando a producción de energía a nivel del parque.

De vez en cuando, los ajustes de control determinados para ciertas turbinas eólicas en el parque eólico pueden dar como resultado uno o más parámetros de rendimiento de las turbinas eólicas que caen fuera de los límites permitidos especificados para una velocidad de viento observada en las turbinas eólicas. Por ejemplo, una relación de velocidad de punta y una combinación de ángulo de paso determinada para una turbina eólica particular puede dar como resultado una producción de energía que es superior que el límite nominal para la velocidad de viento observada en la turbina eólica. En tal escenario, puede ser necesario ajustar los ajustes de control, por ejemplo, reducir la relación de velocidad de punta y/o aumentar el ángulo de paso hasta que la producción de energía sea igual al límite nominal. Por consiguiente, una vez que los ajustes de control adecuados para todas las turbinas eólicas se determinan como se describe con referencia a la figura 3, los ajustes de control en un subconjunto de las turbinas eólicas pueden reajustarse para velocidades de viento esperadas en esas turbinas eólicas.

En una realización, tal reajuste de los ajustes de control para el subconjunto de turbinas eólicas puede realizarse de una manera de arriba a abajo. Por ejemplo, los ajustes de control en las turbinas eólicas más corriente abajo en la estructura de árbol dispersa pueden ajustarse primero seguido por los ajustes de control para turbinas eólicas corriente abajo posteriores. El ajuste de arriba abajo permite cálculos más eficientes ya que una velocidad de viento esperada en cada turbina eólica seleccionada puede calcularse basándose en la velocidad del viento medida en la turbina más corriente arriba en la estructura de árbol dispersa y los ajustes de control que corresponden a todas las turbinas corriente arriba correspondientes. La velocidad del viento calculada, a su vez, puede usarse para reajustar

los ajustes de control de tal manera que el rendimiento de la turbina eólica seleccionada permanece dentro de los límites permitidos.

5 Tal determinación secuencial y/o reajuste de los ajustes de control para las turbinas eólicas permite la resolución consciente del problema de optimización, reduciendo así la complejidad y el esfuerzo computacional asociado con la optimización de un objetivo de rendimiento a nivel del parque. En ciertas realizaciones, la optimización a nivel del parque descrita con referencia a las figuras 2-3 puede implementarse de manera continua para asegurar que los objetivos de rendimiento deseados permanecen dentro de los límites designados.

10 Además, en una realización, el presente procedimiento puede ser implementado en un modo de optimización retardado, donde los ajustes de control óptimo almacenados que se determinaron previamente para valores históricos de combinaciones seleccionadas de parámetros de estela no pueden calcularse continuamente, sino que se pueden usar para ajustar operaciones de turbinas eólicas en tiempo real. En ciertas realizaciones, los ajustes de control almacenados pueden actualizarse periódicamente en vista de las condiciones ambientales que varía en intervalos de tiempo designados, o cuando los valores de parámetros de estela caen fuera de los umbrales designados correspondientes.

15 En una realización alternativa, sin embargo, las actualizaciones de los modelos pueden lograrse en tiempo real para permitir una estimación más precisa de las condiciones de estela que prevalecen, proporcionando, a su vez, ajustes más precisos a los ajustes de control para cada turbina eólica. Ciertas realizaciones ejemplares de optimización en tiempo real y retardadas del funcionamiento del parque eólico se describirán en mayor detalle con referencia a las figuras 4-5.

20 En particular, La figura 4 ilustra un diagrama 400 de flujo que representa un procedimiento ejemplar para optimizar la operación de un parque eólico en un modo de optimización retardado. El procedimiento inicia en la etapa 402, donde la información ambiental y, opcionalmente, la información operativa, que corresponde a un parque eólico se recibe para usarse en combinación con información geométrica. Adicionalmente, en la etapa 404, los modelos de estela predictivos a nivel del parque y/o los modelos de estela históricos que corresponden a los conjuntos de referencia de las turbinas eólicas se reciben.

25 Además, en la etapa 406, los diferentes conjuntos de turbinas eólicas interactuantes pueden identificarse desde las turbinas eólicas para una o más combinaciones seleccionadas de parámetros de estela. En una realización, las combinaciones seleccionadas de los parámetros de estela incluyen valores seleccionados de velocidades de viento corriente arriba, velocidades de viento corriente abajo, y direcciones del viento seleccionadas. Las velocidades y las direcciones del viento, por ejemplo, pueden seleccionarse desde la información histórica del clima almacenada que incluye distribuciones de frecuencia con dirección combinada de velocidades de viento medias para el parque eólico.

30 En la etapa 408, para cada combinación de las combinaciones seleccionadas de los parámetros de estela, los ajustes de control óptimos se determinan para los diferentes conjuntos de turbinas eólicas interactuantes basándose en los modelos de estela históricos y/o el modelo de estela predictivo a nivel del parque. Además, en la etapa 410, los ajustes de control óptimos para los diferentes conjuntos se almacenan como una función de la combinación seleccionada correspondiente de los parámetros de estela en un repositorio de almacenamiento. De manera alternativa, en una realización, el procedimiento descrito con referencia a la figura 2 se realiza o se simula en lugar de las etapas 402-408 para diferentes combinaciones de parámetros de estela determinan los ajustes de control adecuados para las turbinas eólicas en el parque eólico. Los ajustes de control resultantes determinados durante a lo largo del tiempo se pueden registrar en la memoria para generar una tabla de búsqueda adecuada que correlaciona los ajustes de control a las combinaciones seleccionadas de parámetros de estela. En particular, una vez que se han completado las etapas 402-410, la tabla de búsqueda puede usarse para ajustar los ajustes de control en respuesta los valores nuevamente obtenidos de los parámetros de estela.

35 En la etapa 412, los nuevos valores que corresponden a al menos algunos de los parámetros de estela se reciben. En una realización, los nuevos valores se refieren a la velocidad del viento, dirección del viento, y/o información operativa para cada una de las turbinas eólicas. La dirección del viento, en un ejemplo, corresponde a una dirección de viento media a través de todas las turbinas eólicas, y puede determinarse desde posiciones de guiñada y/o usando una paleta de viento. Por otra parte, en este ejemplo, la velocidad del viento para la dirección de viento determinada corresponde a la velocidad de viento media sobre las turbinas eólicas corriente arriba. En ciertas realizaciones, la velocidad del viento puede estimarse basándose en la potencia, las velocidades de rotor, y/o el paso de las turbinas eólicas. De manera alternativa, la velocidad del viento puede estimarse usando un anemómetro.

40 Además, en la etapa 414, uno o más ajustes de control para los diferentes conjuntos de turbinas eólicas pueden interpolarse desde los ajustes de control óptimos almacenados y los nuevos valores de los parámetros de estela. En una realización, los nuevos valores, tal como la velocidad y la dirección del viento recibido en la etapa 412, puede hacerse coincidir con los valores almacenados de una combinación seleccionada de parámetros de estela. En ciertas realizaciones, una correlación almacenada tal como la tabla de búsqueda puede consultarse para identificar los ajustes óptimos almacenados como una función de los valores de la velocidad y la dirección del viento recibidos en la etapa 412. En caso de que la tabla de búsqueda no incluya valores exactos de la velocidad y la dirección del viento recibidos en la etapa 412, el subsistema de control del parque puede configurarse para interpolar los valores

óptimos para cada turbina eólica a partir de los ajustes de control óptimos almacenados que corresponden a los valores de velocidad y dirección del viento más cercanos.

5 En la etapa 416, los diferentes conjuntos de turbinas eólicas interactuantes se hacen funcionar usando los valores interpolados e los ajustes de control. En ciertas realizaciones, los valores interpolados de los ajustes de control pueden almacenarse en el repositorio para optimizaciones posteriores. Adicionalmente, en ciertas realizaciones adicionales, los ajustes de control óptimos almacenados en el repositorio de almacenamiento pueden actualizarse de vez en cuando basándose en los valores interpolados para tener en cuenta para variaciones en la turbina y/o valores de rendimiento a nivel del parque.

10 Una tal optimización fuera de línea de la tabla de búsqueda puede usarse durante el funcionamiento del parque eólico para permitir actualizaciones de los ajustes de control en vista de las condiciones ambientales que varía constantemente y la instrumentación limitada. Sin embargo, el enfoque de tabla de búsqueda optimizada predeterminada puede proporcionar solo mejora limitada en rendimiento de los parques eólicos que tienen variaciones significantes en el terreno del parque, cambiando frecuentemente las velocidades y las direcciones del viento, y/o ocurrencias frecuentes de tiempo de inactividad de una o más de las turbinas eólicas.

15 La figura 5 ilustra un diagrama 500 de flujo que representa un procedimiento ejemplar para optimizar la operación de un parque eólico, donde los modelos de estela subyacentes se ajustan en tiempo real. Como se usa en el presente documento, la expresión "en tiempo real" se puede usar para hacer referencia a un lapso de tiempo de aproximadamente una hora desde la recogida de la información operativa del parque eólico para ajustar los modelos de estela usados para determinar los ajustes de control óptimos para las turbinas eólicas. El procedimiento inicia en
20 la etapa 502, donde la información ambiental y la información operativa opcional que corresponde a un parque eólico se recibe para su uso en conexión con información geográfica. En una realización, la información ambiental incluye una velocidad y dirección del viento detectadas en diferentes turbinas eólicas, mientras que la información operacional corresponde al estado de funcionamiento y/o no funcionamiento de las turbinas eólicas en el parque eólico.

25 Además, en la etapa 504, uno o más de los modelos de estela históricos que corresponde a los conjuntos de referencia de las turbinas eólicas pueden recibirse. En una realización, los modelos de estela históricos pueden determinarse usando el procedimiento descrito con referencia a la etapa 206 de la figura 2.

30 Adicionalmente, en la etapa 506, los nuevos valores que corresponden a al menos algunos de los parámetros de estela se reciben. Típicamente, las condiciones ambientales en el parque eólico, tal como la velocidad del viento y la dirección tienden a variar continuamente durante un día. Los efectos de estela experimentados en el parque eólico, por tanto, pueden también variar a lo largo del día, mereciendo así la actualización continua del modelo de estela. Por consiguiente, en ciertas realizaciones, los nuevos valores de velocidad del viento, la dirección del viento y el estado de funcionamiento y/o no funcionamiento de las turbinas eólicas se pueden recibir en el subsistema de control del parque en intervalos de tiempo designados.

35 Generalmente, se conoce que las condiciones de viento y el rendimiento del estado estacionario de la turbina en el parque eólico pueden variar en aproximadamente intervalos de diez minutos. Por lo tanto, en una realización, el subsistema de control del parque puede solicitar los nuevos valores que se entregaran cada diez minutos. De manera alternativa, los valores nuevos pueden recibirse en intervalos aleatorios, al recibir la solicitud de un usuario, determinar un cambio significativo en mediciones consecutivas, y/o si un valor de al menos un parámetro de estela está fuera del umbral designado.
40

Además, en la etapa 508, los nuevos conjuntos de turbinas eólicas interactuantes se identifican a partir de la pluralidad de turbinas eólicas basadas en los nuevos valores y en la información operativa. En una realización, los nuevos conjuntos pueden identificarse usando el procedimiento descrito con referencia a las etapas 204 y 212 de la figura 2. Además, el estado operativo de cada una de las turbinas eólicas en tiempo real se tiene en cuenta para
45 identificar los nuevos conjuntos. De esta manera, si una turbina eólica no está operativa durante un periodo de optimización particular, la turbina eólica no contribuirá al efecto de estela, y, por lo tanto, no se considerará mientras se identifican los nuevos conjuntos. Sin embargo, esta turbina eólica puede considerarse durante otro periodo de optimización cuando la turbina eólica está en funcionamiento activo.

50 Adicionalmente, en la etapa 510, un modelo de estela predictivo a nivel del parque se desarrolla para los nuevos conjuntos de turbinas eólicas interactuantes basándose en uno o más de los modelos de estela históricos, los nuevos valores, y la información operativa. En una realización, el modelo de estela predictiva a nivel del parque se desarrolla usando el procedimiento descrito con referencia a la etapa 214 de la figura 2. En ciertas realizaciones, desarrollar el modelo de estela predictivo a nivel del parque implica actualizar un modelo de estela a nivel del parque determinado previamente basándose en los nuevos valores y en la información operativa. El modelo de estela a nivel del parque, desarrollado y/o actualizado de esta manera, puede, entonces, usarse para predecir valores de
55 parámetros de rendimiento deseados tales como una producción de energía y/o cargas de fatiga experimentadas en diferentes turbinas eólicas en el parque eólico.

Sin embargo, los cambios frecuentes en las condiciones ambientales tales como un cambio repentino en la

velocidad o dirección del viento, a veces, puede hacer menos relevante el modelo de estela a nivel del parque desarrollado en la etapa 510. Por consiguiente, en la etapa 512, puede determinarse si una capacidad predictiva del modelo de estela a nivel del parque desarrollado en la etapa 510 es satisfactorio. Con ese fin, los parámetros de rendimiento deseado para las turbinas eólicas en el parque eólico pueden medirse usando sensores tales como los dispositivos 110 de supervisión de la figura 1. Además, los valores medidos pueden compararse con los valores de los parámetros de rendimiento deseado predicho por el modelo de estela a nivel del parque.

En una realización, si los valores predichos de los parámetros de rendimiento deseado difieren por más de una cantidad designada (por ejemplo, superior o inferior al 5 %) a partir de los valores medidos correspondientes, la capacidad de predicción del modelo de estela a nivel del parque puede determinarse como siendo insatisfactoria. Por consiguiente, el control puede pasar la etapa 506 y las etapas posteriores del procedimiento de la figura 5, que se repiten hasta que los valores predichos de la producción de energía a nivel del parque y/o las cargas de fatiga coinciden sustancialmente con los valores medidos correspondientes, significando así la precisión del modelo de estela a nivel del parque. En ciertas realizaciones, el procedimiento de la figura 5 también puede repetirse después de uno o más intervalos de tiempo designados para permitir la optimización continua de las operaciones en el parque eólico en vista de los cambios frecuentes en las condiciones ambientales que provocan la estela.

Cuando una diferencia entre los valores predichos y los valores medidos de los parámetros de rendimiento deseado se determina como siendo menor que la cantidad designada, en la etapa 514, uno o más ajustes de control para al menos los nuevos conjuntos de turbinas eólicas interactuantes se ajustan basándose en el modelo de estela predictivo a nivel del parque desarrollado en la etapa 510. En particular, el modelo de estela predictivo a nivel de parque puede usarse para determinar los ajustes de control para cada turbina eólica de tal manera que el objetivo de rendimiento a nivel del parque puede lograrse. En una realización, por ejemplo, los ajustes de control para una o más de las turbinas eólicas interactuantes se ajustan secuencialmente y de una manera par consciente de tal manera que la producción de energía se maximiza.

Las realizaciones de la presente divulgación, por tanto, presentan un enfoque de modelado de estelas de datos dirigidos que usa valores en tiempo real de parámetros de estela para generar modelos de estela predictivos a nivel del parque. En una realización más específica, el enfoque dirigido por datos usa los parámetros de estela supervisados para identificar los conjuntos de interacción aerodinámica de las turbinas eólicas y estimar las interacciones de estela (conscientes) correspondientes. Las interacciones de estela conscientes, a su vez, se utilizan para generar modelos de estela predictivos a nivel del parque precisos en tiempo real.

En una implementación ejemplar, el uso del presente enfoque de modelado de estela de datos dirigidos que dan como resultado una correlación de datos superior al 60 % en comparación con los modelos de estela de ingeniería convencionales. La figura 6, por ejemplo, ilustra una representación 600 gráfica que representa una comparación de las ganancias de energía logradas usando una operación de línea de base de un parque eólico, un modelo de parque clásico (un modelo de estela de ingeniería), y una realización del presente procedimiento descrito con referencia a las figuras 2-5. El enfoque de modelado de estela de datos dirigidos tiene en cuenta las variaciones continuas en las condiciones ambientales que provocan la estela, como la velocidad del viento, la dirección, la intensidad, y/o la turbulencia que los modelos de estela de ingeniería basados en física no son capaces de capturar con precisión.

Por consiguiente, como es evidente a partir de las representaciones de la figura 6, el presente procedimiento proporciona mayor ganancia 602 energética que la ganancia lograda usando los modelos 604 de estela de ingeniería y/o las operaciones 606 de línea de base. En particular, el uso de las condiciones ambientales predominantes y de los estados de las turbinas individuales permite capturar interacciones de estela que se están experimentando en tiempo real en las turbinas eólicas corriente abajo, permitiendo así la determinación de un modelo de estela predictivo a nivel de parque de mayor precisión. Adicionalmente, determinar el modelo de estela predictivo a nivel del parque a través de la evaluación consciente de las interacciones de estela reduce el esfuerzo computacional, permitiendo así la optimización más rápida de uno o más objetivos de rendimiento seleccionados para el parque eólico. Específicamente, el modelo de estela predictivo a nivel del parque ayuda a determinar los ajustes de control óptimos para las diferentes turbinas eólicas en el parque eólico para mejorar los objetivos de rendimiento globales.

Se puede observar que los ejemplos anteriores, las demostraciones, y las etapas del proceso que se pueden realizar por ciertos componentes de los presentes sistemas, por ejemplo, por los controladores 106 de turbina y/o el subsistema 108 de control del parque de la figura 1 pueden implementarse por un código adecuado en un sistema basado en procesador. Con ese fin, el sistema basado en procesador, por ejemplo, puede incluir un ordenador de propósito general o de propósito especial. También cabe señalar que las diferentes implementaciones de la presente divulgación pueden realizar algunas o todas las etapas descritas en el presente documento en diferentes órdenes o sustancialmente de manera simultánea.

Adicionalmente, las funciones pueden implementarse en una variedad de lenguajes de programación, que incluyen, pero sin limitarse a Ruby, Preprocesador de hipertexto (PHP), Perl, Delphi, Python, C, C++, o Java. Un tal código puede almacenarse o adaptarse para su almacenamiento sobre uno o más medios legibles por máquina tangibles, tal como sobre los chips de repositorio de datos, discos duros locales o remotos, discos ópticos (es decir, CD o

DVD), unidades de estado sólido, u otros medios, a los que se puede acceder por el sistema basado en procesador para ejecutar el código almacenado.

5 Aunque las características específicas de las realizaciones de la presente divulgación pueden no mostrarse en y/o describirse con respecto a algunos dibujos y no en otros, es solo por conveniencia. Debe entenderse que las prestaciones, estructuras, y/o características descritas pueden combinarse y/o usarse de manera intercambiable de cualquier manera adecuada en las diversas realizaciones, por ejemplo, para construir conjuntos y procedimientos adicionales para su uso con optimización de parques eólicos.

10 Aunque solo ciertas características de la presente divulgación se han ilustrado y descrito en el presente documento, muchas modificaciones y cambios se ocurrirán a aquellos expertos en la materia. Debe, por lo tanto, entenderse que las reivindicaciones adjuntas se dirigen a cubrir todas las modificaciones y cambios como cayendo dentro del verdadero ámbito de la invención.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (200) para optimizar la operación de un parque (100) eólico, que comprende:

recibir (210) nuevos valores que corresponden a al menos algunos parámetros de estela para turbinas (102) eólicas en el parque (100) eólico;

5 identificar (212) nuevos conjuntos de turbinas (102) eólicas interactivas desde las turbinas (102) eólicas basadas en los nuevos valores;

desarrollar (214) un modelo de estela predictivo a nivel de parque para los nuevos conjuntos de turbinas (102) eólicas interactivas basándose en los nuevos valores y modelos de estela interactivos determinados usando valores históricos de los parámetros de estela que corresponden a los conjuntos de referencia de turbinas (102) eólicas interactivas en el parque (100) eólico; y

10 ajustar (216) uno o más ajustes de control para al menos los nuevos conjuntos de turbinas (102) eólicas interactivas basándose en el modelo de estela predictivo a nivel de parque; en el que el procedimiento (200) comprende, además:

15 supervisar continuamente los parámetros de estela para las turbinas (102) eólicas; y repetir la recepción, la identificación, el desarrollo, y el ajuste cuando un cambio en el valor supervisado en uno o más de los parámetros de estela está fuera de un umbral correspondiente.

2. El procedimiento (200) de la reivindicación 1, que comprende, además:

recibir (202) los valores históricos de los parámetros de estela que corresponden a las turbinas eólicas antes de recibir los nuevos valores;

20 identificar (204) los conjuntos de referencia de las turbinas eólicas interactivas desde las turbinas eólicas basándose en los valores históricos; y

determinar (206) el uno o más modelos de estela históricos para los conjuntos de referencia de turbinas eólicas interactivas basándose en los valores históricos que corresponden a los conjuntos de referencia de las turbinas eólicas interactivas.

25 3. El procedimiento (200) de la reivindicación 2, en el que determinar (206) los modelos de estela históricos comprenden ajustar los valores históricos que corresponden a cada uno de los conjuntos de referencia de turbinas (102) eólicas interactivas que usan un modelo basado en regresión.

4. El procedimiento (200) de la reivindicación 2 o la reivindicación 3, en el que determinar (206) los modelos de estela históricos comprende calcular una relación de velocidad del viento corriente abajo con la velocidad del viento corriente arriba como una función de dirección del viento en una turbina (102) eólica corriente arriba, ubicaciones relativas de las turbinas (102) eólicas corriente arriba y corriente abajo, y el uno o más ajustes de control que corresponden a la turbina eólica corriente arriba que usa un modelo basado en regresión.

5. El procedimiento (200) de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que identificar los nuevos conjuntos de turbinas (102) eólicas interactivas comprende usar al menos un subconjunto de los nuevos valores y el diseño geométrico del parque (100) eólico.

6. El procedimiento (200) de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la recepción, la identificación, el desarrollo y el ajuste se realizan en uno o más intervalos de tiempo designados.

7. El procedimiento (200) de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que los diferentes modelos de estela históricos se determinan para diferentes combinaciones de los parámetros de estela.

40 8. El procedimiento (200) de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que los parámetros de estela comprenden la dirección del viento, la velocidad del viento en una turbina (102) eólica corriente arriba, la velocidad del viento en una turbina eólica corriente abajo, la turbulencia del viento, la cizalladura del viento, el viraje del viento, la temperatura ambiente, la presión, la humedad o combinaciones de las mismas.

45 9. El procedimiento (200) de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que los parámetros de estela comprenden al menos uno de entre la relación de velocidad de punta, un ángulo de paso, una desalineación de guiñada y un estado operativo de cada una de las turbinas (102) eólicas.

10. El procedimiento (200) de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que los parámetros de estela comprenden información de diseño geométrico del parque (100) eólico.

50 11. El procedimiento (200) de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que ajustar los ajustes de control comprende determinar secuencialmente los ajustes de control para una turbina eólica corriente abajo seguida por una turbina eólica corriente arriba en cada uno de los nuevos conjuntos de turbinas (102) eólicas interactivas para lograr uno o más de los objetivos de rendimiento deseados.

55 12. El procedimiento (200) de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que ajustar los ajustes de control comprende determinar secuencialmente los ajustes de control para cada uno de los nuevos conjuntos de turbinas (102) eólicas interactivas colocadas en el parque (100) eólico en una estructura de árbol dispersa de tal manera que,

en cada nivel de posición de la estructura de árbol dispersa, una producción de energía combinada de las turbinas eólicas en ese nivel de posición y niveles de posición precedentes en la estructura de árbol dispersa se maximiza.

- 5 13. El procedimiento (200) de la reivindicación 12, que comprende, además, reajustar los ajustes de control para un subconjunto de turbinas (102) eólicas si los ajustes de control determinados para el subconjunto de turbinas (102) eólicas dan como resultado un parámetro de rendimiento que cae fuera de un límite permitido especificado para una velocidad de viento esperada en un subconjunto de turbinas eólicas, en el que reajustar los ajustes de control comprende determinar secuencialmente los ajustes de control para cada subconjunto de turbinas (102) eólicas de una manera de arriba a abajo.
- 10 14. El procedimiento (200) de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que lograr los objetivos de rendimiento deseados comprende reducir las cargas de fatiga sobre las turbinas (102) eólicas en los nuevos conjuntos de turbinas (102) eólicas interactivas por debajo de un primer umbral, aumentando una producción anual de energía del parque (100) eólico sobre un segundo umbral, o una combinación de los mismos.

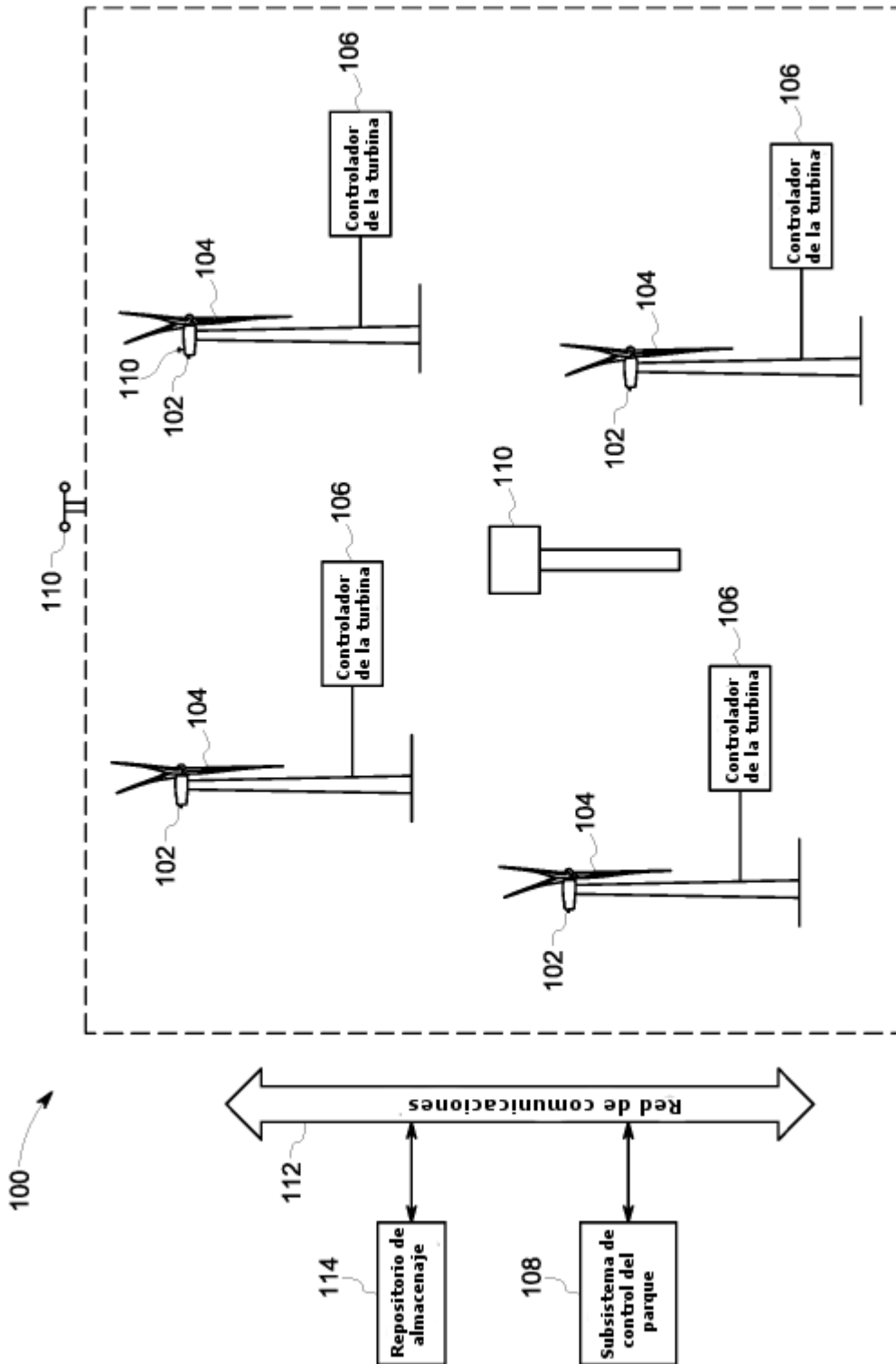


FIG. 1

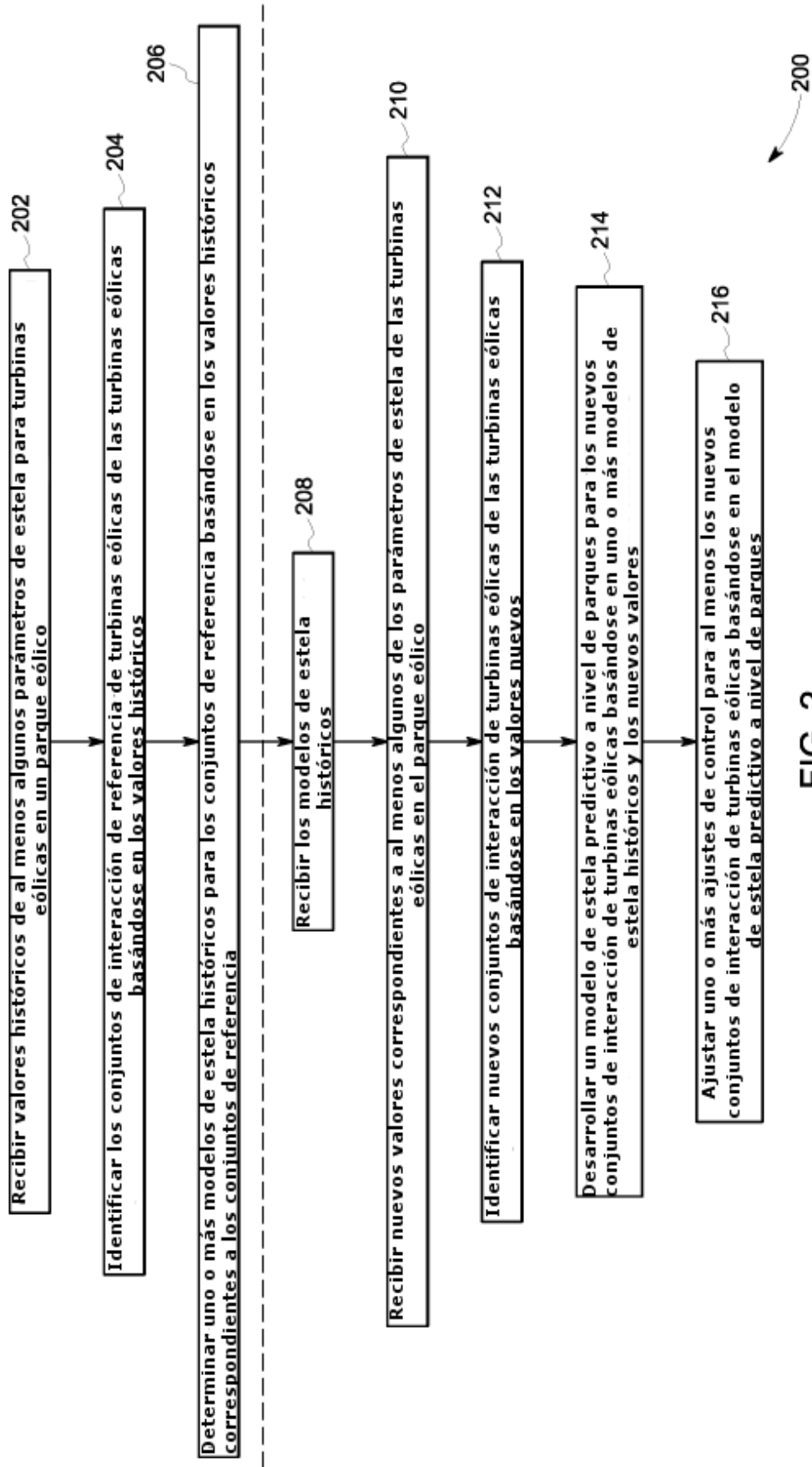


FIG. 2

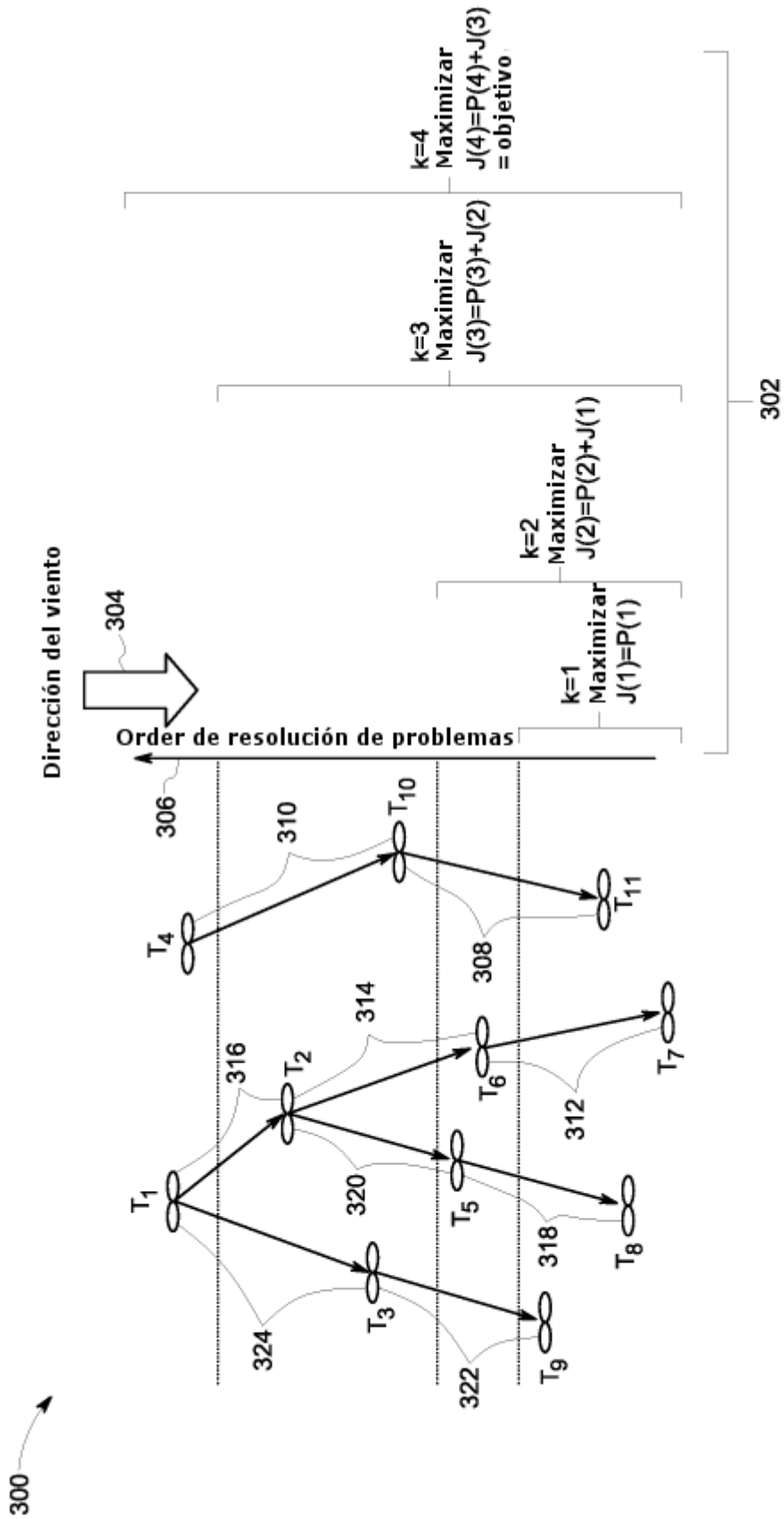


FIG. 3

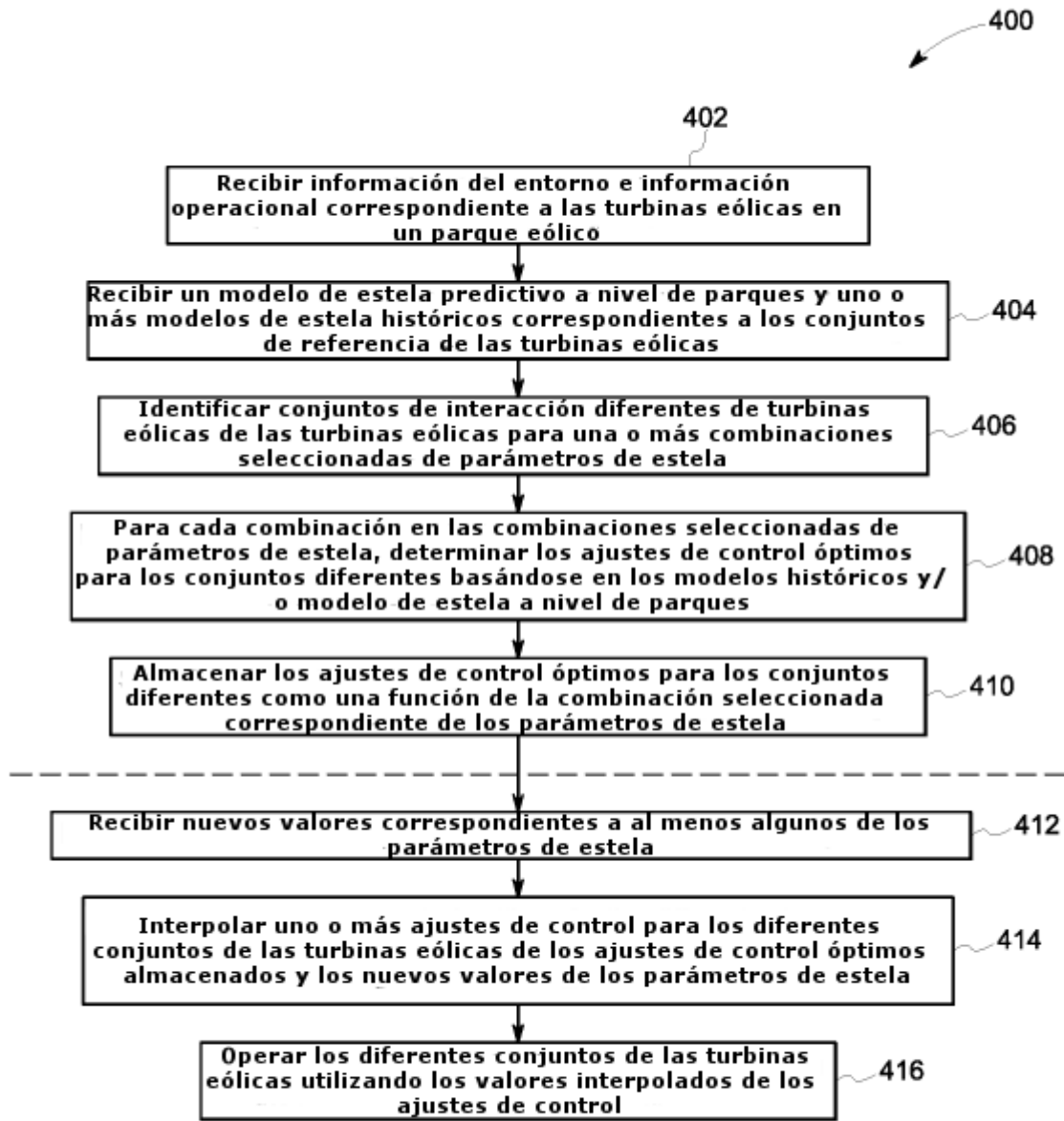


FIG. 4

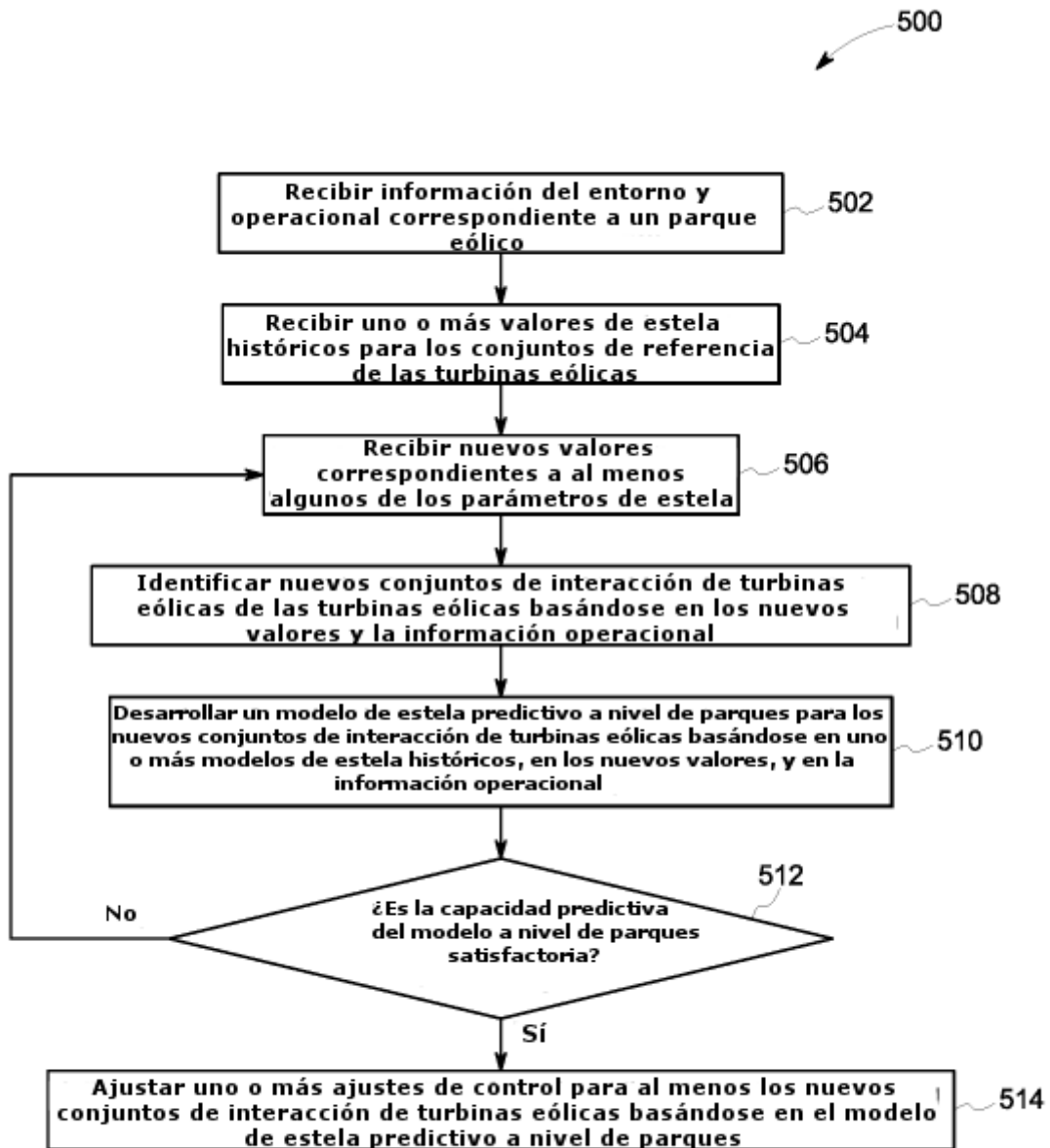


FIG. 5

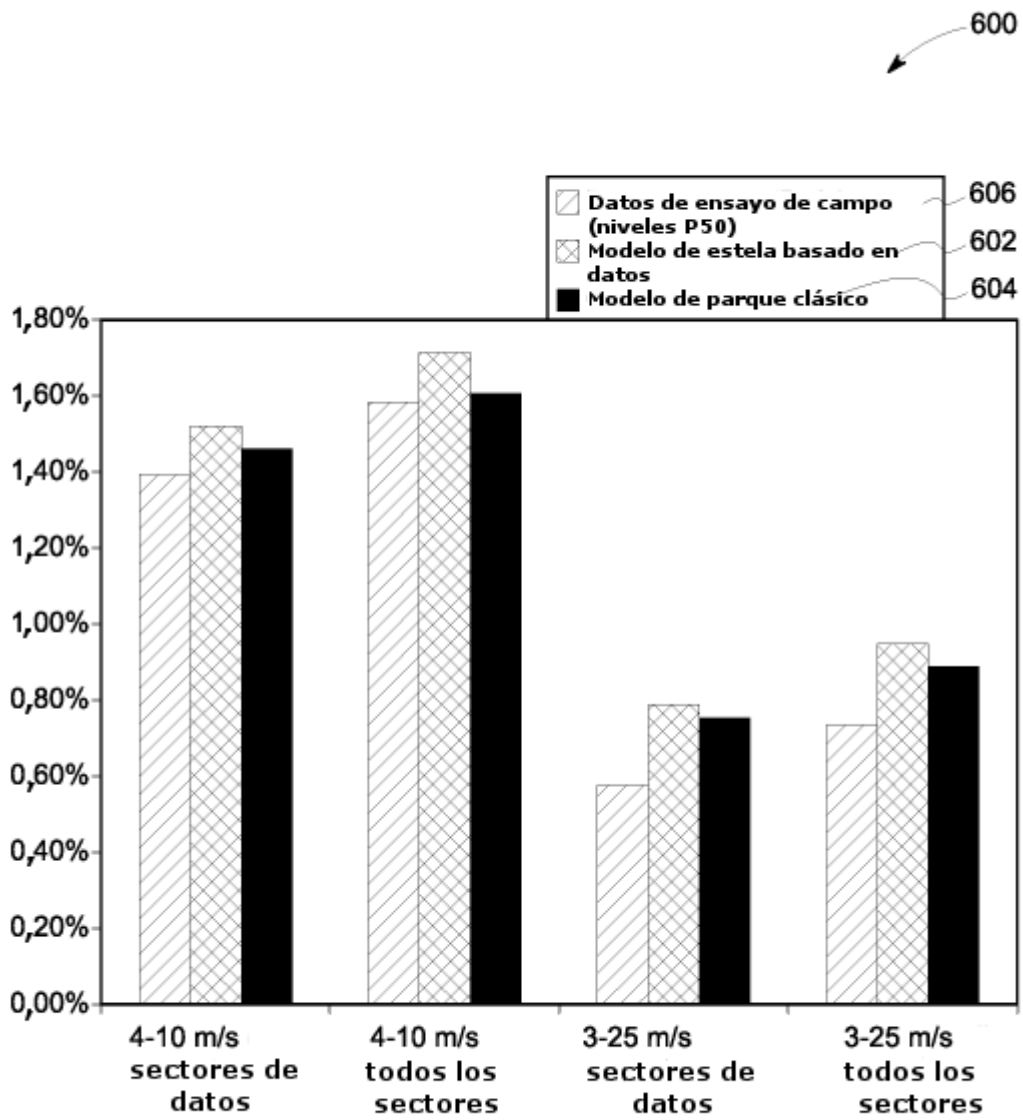


FIG. 6