

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 640 730**

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03B 15/06 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **14.06.2004 PCT/NL2004/000421**

87 Fecha y número de publicación internacional: **14.07.2017 WO04111446**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **14.06.2004 E 04748653 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **12.07.2017 EP 1633976**

54 Título: **Método de funcionamiento de un parque eólico; parque eólico**

30 Prioridad:

14.06.2003 NL 1023666

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

06.11.2017

73 Titular/es:

**STICHTING ENERGIEONDERZOEK CENTRUM
NEDERLAND (100.0%)
WESTERDUINWEG 3
1755 LE PETTEN, NL**

72 Inventor/es:

**CORTEN, GUSTAVE, PAUL y
SCHAAK, PIETER**

74 Agente/Representante:

TOMAS GIL, Tesifonte Enrique

ES 2 640 730 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

Método de funcionamiento de un parque eólico; parque eólico.

5 [0001] La presente invención se refiere a un método de funcionamiento de un parque eólico, un parque de turbinas eólicas, software de control y un sistema de control. Es de conocimiento general que se puede extraer energía del viento usando turbinas eólicas. El tamaño de las turbinas eólicas y el número de turbinas eólicas han aumentado rápidamente en los últimos años. Cada vez más frecuentemente se instalan varias turbinas una junto a otra en los llamados parques eólicos. Debido a la falta de espacio en el terreno (especialmente en Europa), las
10 turbinas se instalan también más frecuentemente en el mar. Actualmente se han planeado parques eólicos marinos que consisten en decenas de turbinas o más. Aunque los puntos de vista de los expertos son divergentes a este respecto, la energía eólica se ve como una de las fuentes de energía principales del futuro. Si esto se convierte en realidad, se necesitarán muchos parques de cientos de turbinas. Estos tipos de parques son costosos y, por lo tanto, es extremadamente importante que la producción de los parques sea alta, es decir, que justifique los costes.

[0002] Dado que una turbina eólica extrae energía cinética del viento, la velocidad del viento disminuirá detrás de la turbina. Este efecto se denomina frecuentemente con el término efecto estela o efecto sombra y también con el término interferencia; la pérdida que las turbinas sufren a sotavento se denomina pérdida de sombra o pérdida de estela. La pérdida de estela en los parques eólicos se tiene en cuenta frecuentemente introduciendo los datos de eficiencia del parque. Estos datos dan la proporción entre el rendimiento con pérdidas de estela, en comparación con el rendimiento sin pérdidas de estela. Los valores típicos están entre 0,70 y 0,99.

[0003] En prácticamente todas partes del mundo ciertas direcciones del viento se producen más frecuentemente que otras. Por lo tanto, se dice que hay una dirección del viento dominante, que se define aquí como la dirección del viento en la que la proporción principal de la producción anual se cosecha en funcionamiento a carga parcial. La dirección del viento se define como la dirección del viento en la ubicación de una turbina o parque, sin la influencia de esta turbina o este parque. Ocasionalmente, la dirección del viento varía sustancialmente en un corto periodo de tiempo (de segundos a minutos); por lo tanto el término dirección del viento se utiliza para referirse no al valor instantáneo sino al valor calculado según el promedio, por ejemplo en 10 minutos.

[0004] De acuerdo con la teoría actual, las turbinas extraen la máxima cantidad de energía a partir de un fluido si el fluido se desacelera a aproximadamente 2/3 de la velocidad original en la ubicación de la turbina y a 1/3 aproximadamente 1 diámetro detrás de la turbina. La reducción fraccional en la velocidad de 1/3 de la velocidad original en la ubicación del rotor se denomina inducción axial, que se indica con la letra a . En el caso de la extracción de energía máxima, a es igual a 1/3. Al elegir que la inducción axial sea menos de 1/3, la turbina desacelera el viento en menor medida y la turbina en cuestión extrae menos energía del viento, lo que según el estado de la técnica puede ser beneficioso para la turbina de detrás.

[0005] Las turbinas eólicas actuales están frecuentemente diseñadas para una inducción axial de aproximadamente 0,28. El valor es inferior que el óptimo porque, de este modo, se consigue una reducción de carga sustancial, mientras que el descenso en la producción de energía es relativamente ligero. Si una turbina eólica alcanza su potencia máxima o nominal a la velocidad de viento nominal, entonces se prevé de un modo u otro que la potencia no aumente más con el aumento de la velocidad del viento (por encima de la velocidad del viento nominal). El control puede ser pasivo o activo y en ambos casos da como resultado que la inducción axial caiga con el aumento de la velocidad del viento. A velocidades de viento de 20 m/s a 25 m/s, la inducción axial puede caer por debajo de 0,1.

[0006] Tras la inducción axial, se define una fuerza axial como la fuerza en la dirección del eje del rotor ejercida por el viento en la turbina. La fuerza axial (F_{ax}) está asociada a la inducción axial mediante la relación $F_{ax} = 4a(1-a)F_{norm}$, donde F_{norm} es una fuerza que se usa para la normalización. Esta fuerza es igual a $\frac{1}{2} \rho V^2 A$, donde ρ es la densidad del fluido, V la velocidad del fluido y A el área de superficie del rotor que es atravesada. Si el área de superficie del rotor y la densidad se conocen, la inducción axial puede por lo tanto determinarse a partir de la medición de la fuerza axial y la velocidad de fluido.

[0007] Si una primera turbina eólica extrae la máxima cantidad de energía del viento, es normal que la velocidad del viento pueda caer a menos del 50 % de la velocidad original a poca distancia detrás de la turbina (por ejemplo un diámetro). Dado que la potencia que se puede obtener del viento es proporcional a la tercera potencia de la velocidad del viento, la caída en la velocidad significa que una segunda turbina que estaría instalada en esa posición detrás de la primera turbina eólica como mucho sería capaz de conseguir solo un octavo de la potencia, en comparación con la primera turbina en el lado de barlovento.

[0008] En la práctica, tales caídas drásticas en la potencia raramente ocurren debido a que las turbinas eólicas se colocan bastante separadas. La distancia entre turbinas es normalmente de 3 a 10 veces el diámetro de la turbina. En esa distancia, el viento lento en la estela se mezcla con viento más rápido alrededor de esta y, como

resultado de ello, la velocidad del viento en la ubicación de una turbina posterior no cae demasiado en comparación con la velocidad del viento original. En resumen, el efecto de sombra se reduce aumentando la distancia entre las turbinas.

5 [0009] El problema de la estela no se limita solamente a una interacción adversa entre dos turbinas eólicas instaladas una después de la otra en la dirección del viento, sino que ocurre de forma más significativa en los parques eólicos en particular. La energía extraída por las turbinas eólicas, en el lado de barlovento de un parque, junto con la pérdida de energía cinética como resultado de la mezcla (este concepto se explica más tarde), inevitablemente lleva a una caída en la velocidad en la capa límite atmosférica donde se encuentra el resto del parque. Se denomina agotamiento de energía en la capa límite atmosférica. En el sentido más amplio se puede decir también que es un efecto de sombra entre diferentes parques eólicos. Un parque entero que se sitúa a sotavento con respecto a otro parque puede estar sujeto a una reducción sustancial de la producción. Además de las caídas en la salida ya mencionadas, el funcionamiento en la estela puede también llevar a más daño de fatiga para las turbinas eólicas.

15 [0010] Si el número de turbinas situadas una después de la otra aumenta, se necesitan distancias cada vez mayores entre las turbinas para mantener las pérdidas de estela aceptables. Esto significa que se necesita una área de superficie grande y que las longitudes de los cables entre las turbinas, y por lo tanto los costes, aumentan. En el caso de instalación en tierra, una distancia superior entre las turbinas también significa que hay que construir carreteras más largas, lo que significa otro aumento en los costes. Aunque colocar las turbinas eólicas más separadas ayuda contra las pérdidas de sombra, una apreciable caída en la producción de las turbinas en el lado de sotavento en los parques grandes será inevitable. La caída puede ser tan grande que un parque se vuelve antieconómico como resultado. A partir de la bibliografía se conocen generalmente pérdidas del 30 % o más.

25 [0011] En el estado de la técnica, un parque eólico se diseña frecuentemente de modo que se extienda principalmente en perpendicular a la dirección del viento dominante, como resultado de lo cual los efectos de sombra se pueden reducir. En la práctica, sin embargo, la disposición de las turbinas eólicas viene dictada también por varios otros intereses, tales como: qué terreno o área de superficie de mar se ha asignado al operador de turbinas eólicas, cuáles son las otras funciones de la zona, qué molestias provocan las turbinas, cómo funcionan las líneas de energía existentes, etc. Consecuentemente, esta opción también podrá ofrecer una solución limitada a los problemas anteriormente mencionados.

35 [0012] La publicación de Steinbuch, M., Boer, de W.W., et al titulada 'Optimal Control of Wind Power Plants' in Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, (27), Ámsterdam, 1988, describe que el funcionamiento de las turbinas eólicas en el lado de barlovento de un parque con una velocidad de punta de pala inferior a la velocidad a la que se extrae la máxima cantidad de energía puede llevar a un aumento en la producción total del parque. No se da ninguna explicación física para el resultado confirmado por simulación.

40 [0013] En la tesis de Corten, G.P., titulada 'Flow Separation on Wind Turbine Blades', ISBN 90-393-2592-0, 8 de enero de 2001, se declara que durante la mezcla del aire lento de la estela con el aire rápido de fuera de esta, el impulso de las dos corrientes de masa juntas se mantiene pero que parte de la energía cinética se pierde como calor. En el caso de una turbina eólica sola que funciona en funcionamiento óptimo, la pérdida de la mezcla es de aproximadamente el 50 % de la potencia generada por la turbina, de modo que la energía cinética que una turbina extrae del flujo no es igual a la energía generada sino que es una vez y media superior. En esta publicación se propone elegir la inducción axial de las turbinas en el lado de barlovento de un parque de turbinas para estar 10 % por debajo del valor óptimo de 0,33 (es decir $a = 0,30$), de modo que la producción del parque entero aumente.

50 [0014] A pesar de la bibliografía anterior, la opinión predominante es que los efectos de estela se pueden modelar mejor pero no se pueden reducir. Esto se puede ver, por ejemplo, en Hutting, H., 'Samenvatting technisch onderzoek SEP-Proefwindcentrale' ('Summary of technical study on SEP test wind power station'), Kema-Industriële energie systemen, Arnhem, noviembre de 1994, donde se llega a la conclusión siguiente: "el aumento de la producción con un sistema de control de parque teniendo en cuenta la interacción de la estela no parece ser factible".

60 [0015] Una confirmación más reciente de este punto de vista puede verse en las actas de una reunión mantenida el 23 de mayo de 2002 en el Risø National Laboratory, Dinamarca. Veinte expertos, algunos de los cuales han estado trabajando en este asunto desde 1980, asistieron a esta reunión y toda la atención se centró en la modelación de las pérdidas de estela. Según las actas, los efectos son grandes, pero aún no se conoce cómo de grandes y qué los determina precisamente. Al mejorar la modelación se puede estimar con más precisión de antemano cuánto va a producir un parque de turbinas grande en una posición específica. Esta información es, por supuesto, extremadamente pertinente para los inversores. Durante la reunión no se prestó atención a las opciones para reducir la estela haciendo funcionar las turbinas de forma diferente.

65

5 [0016] Para resumir, la idea actual es que el efecto de sombra da lugar a caídas sustanciales en la producción, que colocar estas turbinas eólicas más separadas es una solución que produce altos costes (longitud de cable superior y, en tierra, carreteras más largas), y a una potencia baja por unidad de área de superficie. Dado que el espacio es escaso, esta es una gran desventaja. No solo se puede generar menos en una área de superficie dada, sino que muchas áreas (es decir ubicaciones) también perderán competencia con otros fines si sólo se espera una baja producción. El punto de vista predominante es que aunque el problema se puede plantear mejor, no se puede resolver.

10 [0017] Parkin P., Holm Richard, Medici D en "the application of PIV to the wake of a wind turbine in yaw", 9 de septiembre de 2001, DLR Mitteilung, XP008036399, describen un experimento basado en velocimetría por imagen de partículas, donde la turbina (eje de rotación de a) es oblicua con respecto a la dirección del viento. Con esta medida, se crea una fuerza lateral en el viento y, por consiguiente, la estela de la turbina ya no está paralela a la dirección del viento. De esta manera, la posición de la estela se puede desplazar.

15 [0018] Un problema adicional del estado de la técnica es el siguiente: a medida que la inducción axial de una turbina aumenta, también aumenta la turbulencia en la estela. Las turbinas que están en la estela de otras turbinas pueden registrar esto (por ejemplo, con mediciones de anemómetro o a partir de las cargas fluctuantes en las palas). A medida que aumenta la turbulencia, hay una carga cada vez más fluctuante sobre las turbinas, lo cual es una desventaja.

20 [0019] Un objetivo de la presente invención es proporcionar un parque de turbinas que combata la ocurrencia de turbulencias y que resuelva de algún modo el problema de carga de fatiga sobre las turbinas.

25 [0020] Con este fin, la invención proporciona un método de funcionamiento de un parque de turbinas eólicas según la reivindicación 1, un parque de turbinas eólicas según la reivindicación 10, un software de control según la reivindicación 11 y un sistema de control según la reivindicación 12. Inesperadamente, se anticipa una solución mediante la presente invención. Según la invención, se combate este problema. Si la turbulencia da lugar a cargas no deseadas (que pueden verse a partir de los registros de mediciones de anemómetro o de las cargas fluctuantes sobre las palas), la turbina que genera la turbulencia se puede configurar a una inducción axial inferior. Un sistema de turbinas según la invención se podría controlar ventajosamente de esta manera.

35 [0021] Se propone reducir la inducción axial de una o más turbinas de un parque de turbinas a valores inferiores a 0,25, por ejemplo 0,2, o incluso 0,15. Estos valores para la inducción axial son promedios sobre el área de superficie atravesada por la turbina. En el caso de una turbina de eje horizontal, los valores son promedios sobre la parte de la superficie entre 40 % de R y 95 % de R ocupada por el rotor, donde R es el radio del rotor, de modo que se pueden excluir las desviaciones sustanciales del promedio en el centro de una turbina de eje horizontal y en las puntas. Los valores bajos son comparables con hacer la turbina más transparente al fluido, de modo que la velocidad del fluido detrás de la turbina disminuye y, como aspecto suplementario, el suministro de energía para turbinas a sotavento, por lo tanto, aumenta.

40 [0022] De los valores digitales se puede observar que la medida va más allá de la reducción propuesta en la tesis anteriormente mencionada. Además, se indica cómo se puede conseguir la reducción de la inducción.

45 [0023] Una forma de realización ventajosa que se puede usar con las turbinas eólicas actuales es la reducción de la velocidad de revolución y/o el giro los ángulos de las palas hacia la posición de bandera. Estas medidas también se pueden combinar con la reducción de la cuerda de las palas. Para indicar la extensión a la que la cuerda se puede reducir según la invención definimos la característica de cuerda como $Nc_r \lambda_r^2 / r$.

50 [0024] En esta expresión, N es el número de palas, c_r la cuerda en una posición radial específica r y λ_r es la medida de la velocidad rápida local, que, a su vez, se define como la proporción entre la velocidad de pala local y la velocidad del viento no alterada. En el caso de turbinas (con radio R) que (sin tener cuenta de pérdidas en la explotación) extraen una potencia óptima del viento, la característica de cuerda entre $0,5R$ y $0,8R$ no alcanza ningún valor por debajo de 4,0. Los valores de referencia están entre 4,2 y 5,0 para turbinas con un diámetro de rotor superior a 50 m.

55 [0025] Para turbinas más pequeñas, la característica de cuerda aumenta más. Se consiguen varias ventajas al diseñar una turbina de manera que la característica de cuerda sea menor. Según una forma de realización de la invención, esta característica de cuerda alcanza valores inferiores a 3,75 o menos, por ejemplo inferiores a 3,5 o inferiores a incluso 3,0.

60 [0026] Según una forma de realización de una turbina según la invención, la integral de $Nc_r / (0,3rR)$ entre $0,5R$ y $0,8R$ es inferior a 0,04, por ejemplo inferior a 0,036 e incluso inferior a 0,03. En forma de fórmula, esta integral es como sigue:

$$\int_{0.5R}^{0.8R} \frac{Nc_r}{0.3rR} dr .$$

5 [0027] Las ventajas que se consiguen con tales turbinas son que la inducción axial es baja, como resultado de lo cual se reducen las pérdidas de estela, y que las cargas en las palas son menores, debido a que la cuerda de las palas es relativamente pequeña. Esto último también produce una ventaja de carga en la velocidad de supervivencia del viento, la velocidad máxima del viento que una turbina puede soportar.

10 [0028] Además, la invención proporciona un sistema de control del funcionamiento del parque de turbinas como se ha descrito anteriormente, caracterizado por el hecho de que el sistema de control es capaz, cuando la segunda turbina está en el lado de sotavento de la primera turbina, bajo potencia nominal, de bajar la inducción axial de la primera turbina con respecto a la segunda turbina para reducir la turbulencia principalmente en la ubicación de la al menos segunda turbina.

15 [0029] Además, la presente invención proporciona un software de control para un parque de turbinas como se ha descrito anteriormente, caracterizado por el hecho de que el software de control es capaz, cuando la segunda turbina está en el lado de sotavento de la primera turbina, bajo potencia nominal, de bajar la inducción axial de la primera turbina con respecto a la segunda turbina para reducir la turbulencia principalmente en la ubicación de la al menos segunda turbina.

20 [0030] Finalmente, la presente invención proporciona una turbina provista de un sistema de control como se ha descrito anteriormente.

25 [0031] Una ventaja se puede conseguir equipando a un parque de turbinas con un sistema de control que controle la inducción axial de las turbinas en función de la dirección del viento: como regla general, las turbinas que dan lugar a más pérdidas en la explotación (las turbinas en lado de barlovento) se configuran a valores de inducción axial más bajos.

30 [0032] Un parque de turbinas también se puede construir con un sistema de control que reduzca la inducción axial de al menos una turbina si la turbulencia en el viento no alterado es alta.

35 [0033] El parque de turbinas según la presente invención tiene una anchura y una longitud. La anchura se mide perpendicularmente a la dirección dominante de flujo del fluido y la longitud se mide en la dirección dominante de flujo. La anchura es el espaciado de mayor anchura entre dos turbinas y la longitud es el espaciado de mayor longitud entre dos turbinas en el parque de turbinas. Las turbinas entre las que las distancias se miden debe estar en la parte del parque de turbinas en la que hay un patrón esencialmente regular en las posiciones de las turbinas. El área de superficie del parque de turbinas se obtiene entonces del producto de la longitud y la anchura. Al sumar todas las áreas de superficie atravesadas por las turbinas del parque (en el caso de dos turbinas de eje horizontal con un diámetro de 100 m, el área de superficie ocupada es de $2 \cdot \pi / 4 \cdot 100^2 \text{ m}^2$) se obtiene el área de superficie total ocupada por el parque de turbinas. En un parque de turbinas donde las turbinas de eje de horizontal están separadas una distancia de 8D (ocho diámetros), el área de superficie ocupada es aproximadamente 1,2 % del área de superficie del parque. Un parque de turbinas se puede construir de manera más compacta usando la presente invención. En parques de turbinas con más de 50 turbinas, según una forma de realización de la invención, el porcentaje de área de superficie ocupada puede llegar a más del 3%, en particular más del 5 % e incluso a más del 10 %.

45 [0034] Una forma de realización preferida según la invención es cuando no se requiere un sistema de control adicional pero las turbinas en el lado de barlovento están configuradas a una inducción axial inferior que las turbinas en el lado de sotavento, de modo que parte de la ventaja prevista ya se ha conseguido. Esta puede ser una forma de realización especialmente buena si hay una dirección del viento fuertemente predominante.

50 [0035] El parque de turbinas que funciona según la invención estará sometido a menos pérdidas de estela que una instalación según el estado de la técnica. Debido a que la manera tradicional de limitar pérdidas de estela consiste en aumentar la distancia entre los elementos de extracción de energía (en particular turbinas eólicas) un parque de turbinas se vuelve por lo tanto más costoso y da lugar a una utilización menos eficaz del área de superficie. Al usar la presente invención, se puede crear un parque de turbinas de diseño más compacto, a la vez que las pérdidas de estela permanecen aceptables.

60 [0036] Como entenderá el experto en la técnica, además de turbinas de eje horizontal y de eje vertical, las turbinas también pueden ser turbinas de escalera, pero también, por ejemplo, turbinas voladoras, turbinas móviles, turbinas en combinación con concentradores tales como alerones en las puntas o difusores, turbinas electrostáticas, turbinas en vehículos aerostatos, turbinas multi-rotor sobre una torre y grupos de turbinas.

[0037] Como se ha visto, una instalación ventajosa y un método ventajoso asociado para la extracción de

energía del flujo depende de muchos factores. Al diseñar dicha instalación, se deben realizar cálculos para seleccionar los distintos elementos y posicionarlos en ubicaciones ventajosas. Esto se hace, por supuesto, en función de las características de los elementos pasivos o activos usados, sus posiciones mutuas, el terreno, parámetros meteorológicos y una amplia variedad de otros aspectos, tales como aspectos financieros y relacionados con la seguridad. La complejidad y el gran número de soluciones posibles proporciona el incentivo para complementar este proceso de diseño con un software de diseño. Un software de diseño con la característica especial de que se puede añadir elementos de guía a la instalación y/o donde las turbinas pueden tener una función de guía y donde la influencia de estos elementos en el parque se puede predecir puede formar parte de la invención.

[0038] Una vez que se ha diseñado una instalación de extracción de energía (es decir, un parque de turbinas), existe un gran número de variables asociadas, como la inducción axial, la velocidad de revolución, el ángulo de calado de la sección, el ángulo de inclinación, la escala de circulación y las posiciones de las turbinas, que se han de seleccionar. Es difícil determinar de antemano una correspondencia óptima de todas estas variables. Por lo tanto, se necesita un software de control que evalúe un gran número de combinaciones de configuraciones, opcionalmente basándose en datos físicos específicos. Según una forma de realización de este software, los parámetros para estas variables se modifican conforme a una estrategia específica. El rendimiento del parque de turbinas se registra en función de los parámetros que se pueden establecer y luego se busca la configuración óptima para cada velocidad del viento y dirección del viento.

[0039] Otros datos meteorológicos como la distribución de la temperatura o la estabilidad de la atmósfera también surgen como parámetros posibles en este caso. A partir de una configuración óptima local encontrada, se puede modificar los parámetros para encontrar una configuración óptima mejor.

[0040] El programa puede tener capacidad de autoaprendizaje y, de ese modo, ser capaz de controlar la instalación cada vez mejor. De esta manera, se obtiene una buena imagen de la estrategia de control con el paso del tiempo y se recopila una base de datos que, a su vez, puede ser funcional para el ajuste de otras instalaciones de extracción de energía, tales como un parque de turbinas.

[0041] Con este conocimiento también es posible mejorar el proceso de diseño para nuevos parques de turbinas.

[0042] Otras características y rasgos se explicarán en relación con dos figuras. La Figura 1 muestra, de forma esquemática, una vista en planta de un parque eólico pequeño de solo dos turbinas eólicas; La Figura 2 muestra, de forma esquemática, una vista en planta de un parque eólico pequeño según la presente invención.

[0043] Una vista en planta de un parque eólico pequeño de solo dos turbinas eólicas, es decir, una primera turbina 1 y una segunda turbina 2, se puede ver en la figura 1.

[0044] El viento 5 tiene una fuerza dada y una dirección indicada por la flecha 5. En este caso particular, la dirección es paralela a la línea de la turbina anterior 1 a la turbina posterior 2.

[0045] En la figura 1 se ha representado un boceto de la situación en la que la primera turbina 1 extrae la máxima cantidad de energía del viento, es decir, a una inducción axial de 1/3 en teoría (y aproximadamente 0,28 en la práctica).

[0046] El viento 5 tiene un perfil de velocidad constante (6) antes de pasar por la primera turbina 1. Después de pasar por la turbina 1, la velocidad del viento 5 que sopla a través de la turbina se reduce sustancialmente, lo cual se puede observar en el perfil de velocidad constante 6 que, después de haber pasado por la turbina 1, cambia al perfil de velocidad del viento 7, 8, donde la parte central 8 del perfil representa el aire de estela sustancialmente desacelerado, que se extiende desde la primera turbina 1 dentro del contorno 3 en la dirección del viento, y la parte externa 7 del perfil indica el flujo que esencialmente no se ve influido por la primera turbina.

[0047] La diferencia de velocidad entre las partes 7 y 8 del perfil de velocidad del viento es grande, como resultado de lo cual se crea una gran cantidad de turbulencia. Esto resulta desventajoso porque produce cargas fluctuantes más altas en la segunda turbina 2 y porque se pierde más energía cinética del viento como calor. El flujo de aire en la parte central 8 del perfil de velocidad del viento sirve como suministro para la segunda turbina 2 a sotavento, que también se ha configurado para extraer energía del viento al máximo. Sin embargo, esta es mucho menor debido a que la velocidad del viento en la parte central 8 es muy inferior a la velocidad constante original 6. Detrás de la segunda turbina 2, se produce otro perfil de velocidad (9-10-11) en el que las partes externas 9 muestran la menor pérdida de velocidad, las partes intermedias 10 muestran alguna pérdida de velocidad y la otra parte central 11 donde la velocidad ha disminuido sustancialmente. Además, la parte central 11 del perfil representa el aire de estela sustancialmente desacelerado sustancialmente, que se extiende desde la segunda turbina 2 dentro del contorno 4 en la dirección del viento.

[0048] La Figura 2 muestra de forma esquemática una vista en planta de un parque eólico pequeño según la

presente invención. En ambas figuras 1 y 2 se puede ver una vista en planta de un parque eólico pequeño de solo dos turbinas eólicas. En la figura 2 los elementos que son idénticos a los elementos de la figura 1 se indican con los mismos números de referencia.

5 [0049] La misma situación que en la figura 1 se muestra en la figura 2, pero la inducción axial de la primera turbina 1 ahora se ha reducido conforme a una forma de realización ilustrativa de la invención.

10 [0050] El viento 5 tiene un perfil de velocidad constante (6) antes de pasar por la primera turbina 1. Después de pasar por la primera turbina 1, la velocidad del viento 5 que sopla a través de la turbina se reduce sustancialmente, lo que puede verse en el perfil de velocidad constante 6 que, después de haber pasado por la turbina 1, cambia al perfil de velocidad del viento 7', 8', donde la parte central 8' del perfil representa el aire de estela desacelerado, que se extiende desde la primera turbina 1 dentro del contorno 3' en la dirección del viento, y la parte externa 7' del perfil indica el flujo que esencialmente no se ve influido por la primera turbina.

15 [0051] La consecuencia de la inducción axial reducida es que la velocidad en la parte central 8' de la figura 2 es superior a la velocidad en la parte central 8 de la figura 1.

20 [0052] La diferencia de velocidad entre la parte 7' y la parte central 8' también es menor, como resultado de lo cual se crea menos turbulencia. De este modo, el suministro para la segunda turbina 2 es más ventajoso debido a que la velocidad del viento es más alta y la turbulencia más baja. Este significa una mejor relación entre rendimiento y cargas.

25 [0053] Además, se ha perdido menos energía cinética del viento como calor, lo cual es beneficioso para el rendimiento del parque de turbinas. La segunda turbina 2 de la figura 2 se ha configurado de manera que se extraiga la máxima cantidad de energía del viento, ya que no hay ninguna otra turbina detrás de la segunda turbina 2. De este modo, se crea otro perfil de velocidad 9', 10', 11' detrás de la segunda turbina 2. Si este perfil se compara con el suministro no alterado del perfil de velocidad constante 6, se puede afirmar (aunque esto no se pueda ver en la figura) que, en comparación con la situación de la figura 1, se puede extraer más energía útil del flujo 5 y/o que se ha perdido menos energía cinética del viento.

30 [0054] Aunque la invención se ha descrito anteriormente con referencia a un ejemplo, un experto en la técnica apreciará inmediatamente que la ventaja también se puede conseguir de otras maneras que están dentro del alcance de las reivindicaciones anexas.

REIVINDICACIONES

- 5 1. Método de funcionamiento de un parque de turbinas eólicas que comprende al menos una primera turbina (1) y al menos una segunda turbina (2) mediante las cuales se puede extraer energía del viento (5), **caracterizado por:**
- 10 reducir la inducción axial (a) de la primera turbina (1) con respecto a la segunda turbina (2) cuando la segunda turbina (2) está en el lado sotavento de la primera turbina (1) bajo potencia nominal, mediante la rotación de los ángulos de las palas del rotor de la primera turbina (1) hacia una posición de bandera, para reducir las turbulencias principalmente en la ubicación de la al menos segunda turbina, y proporcionar un sistema de control, donde el sistema de control establece la inducción axial (a) de al menos una primera turbina (1) del parque en función de la dirección de flujo, el sistema de control establece la inducción axial (a) de al menos una primera turbina en función de la distancia a al menos una segunda turbina situada en el sotavento, y donde el sistema de control optimiza el rendimiento del parque medido en términos de rendimiento máximo y/o cargas mínimas mediante el ajuste de las inducciones axiales (a) de las turbinas individuales.
- 15 2. Método de funcionamiento de un parque de turbinas eólicas según la reivindicación 1, **caracterizado por** la reducción de la inducción axial (a) de la primera turbina (1) a 0,25 o menos.
- 20 3. Método de funcionamiento de un parque de turbinas eólicas según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, **caracterizado por el hecho de que** la reducción de la inducción axial (a) se realiza además mediante la reducción de la velocidad de revolución del rotor.
- 25 4. Método de funcionamiento de un parque de turbinas eólicas según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, **caracterizado por el hecho de que** la reducción de la inducción axial (a) se realiza mediante la reducción de la cuerda de las palas.
- 30 5. Método de funcionamiento de un parque de turbinas eólicas según la reivindicación 3, **caracterizado por el hecho de que** al menos la primera turbina tiene palas, donde cada pala tiene una característica de cuerda $N_c \lambda^2 / r$, inferior a 3,75, donde r es una distancia radial que discurre entre 0,5R y 0,8R, donde R es el radio del rotor.
- 35 6. Método de funcionamiento de un parque de turbinas eólicas según la reivindicación 1, **caracterizado por el hecho de que** el sistema de control establece la inducción axial de la primera turbina (1) basándose en una medida de la turbulencia determinada en la segunda turbina (2) que se sitúa esencialmente en el lado sotavento de la primera turbina (1).
- 40 7. Método de funcionamiento de un parque de turbinas eólicas según la reivindicación 1, **caracterizado por el hecho de que** el sistema de control tiene capacidad de autoaprendizaje.
- 45 8. Método de funcionamiento de un parque de turbinas eólicas según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, donde al menos una velocidad del viento de al menos una primera turbina, esencialmente situada en el lado de barlovento del parque en función de la dirección del viento dominante, difiere en cuanto a la inducción axial de al menos una segunda turbina, esencialmente situada en el lado de sotavento del parque, en una media de más de 0,05.
- 50 9. Método de funcionamiento de un parque de turbinas eólicas según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, **caracterizado por el hecho de que** la fuerza axial de todo el parque se reduce de manera que la potencia de otro parque situado en el sotavento aumenta.
- 55 10. Parque de turbinas eólicas que comprende al menos una primera turbina (1) y al menos una segunda turbina (2) mediante las cuales se puede extraer energía a partir de un fluido que fluye (5), **caracterizado por el hecho de que** cuando la segunda turbina (2) está en el lado de sotavento de la primera turbina (1), bajo potencia nominal, la inducción axial (a) de la primera turbina (1) se configura de modo que esté bajada con respecto a la segunda turbina (2), mediante la rotación de los ángulos de las palas del rotor de la primera turbina (1) hacia una posición de bandera, para reducir la turbulencia principalmente en la ubicación de la al menos segunda turbina, donde se proporciona un sistema de control, donde el sistema de control establece la inducción de eje (a) de al menos una primera turbina (1) del parque en función de la dirección de flujo, el sistema de control establece la inducción axial (a) de al menos una primera turbina en función de la distancia a al menos una segunda turbina situada en el sotavento, y donde el sistema de control optimiza el rendimiento del parque medido en términos de rendimiento máximo y/o cargas mínimas ajustando las inducciones axiales (a) de las turbinas individuales.
- 60 11. Software de control que comprende instrucciones para hacer que un parque de turbinas eólicas ejecute los pasos del método según la reivindicación 1, dicho software de control siendo para un parque de turbinas eólicas
- 65

que comprende al menos una primera turbina (1) y al menos una segunda turbina (2) mediante las cuales se puede extraer energía del viento (5), donde el software de control es capaz de determinar al menos uno de parámetros meteorológicos que comprenden la velocidad del viento y la dirección del viento, la distribución de la temperatura y la estabilidad de la atmósfera

5 y de determinar y ajustar la potencia del parque de turbinas en función de al menos uno de parámetros que se pueden establecer, que comprenden inducción axial, velocidad de revolución, ángulo de la pala del rotor, ángulo de inclinación, escala de circulación y posiciones de las turbinas, **caracterizado por el hecho de que** el software de control es capaz, cuando la segunda turbina (2) está en el lado de sotavento de la primera turbina (1), bajo potencia nominal, de bajar la inducción axial (a) de la primera turbina (1) con respecto a la segunda turbina (2)
10 mediante la rotación de los ángulos de las palas del rotor de la primera turbina (1) hacia una posición de bandera.

12. Sistema de control para implementar el método según la reivindicación 1, para un parque de turbinas eólicas que comprende al menos una primera turbina (1) y al menos una segunda turbina (2) mediante las cuales se
15 puede extraer energía a partir de un fluido que fluye (5), **caracterizado por el hecho de que** el sistema de control es capaz, cuando la segunda turbina (2) está en el lado de sotavento de la primera turbina (1), bajo potencia nominal, de bajar la inducción axial (a) de la primera turbina (1) con respecto a la segunda turbina (2) mediante la rotación de los ángulos de las palas del rotor de la primera turbina (1) hacia una posición de
20 bandera.

13. Sistema de control según la reivindicación 12, **caracterizado por el hecho de que** el sistema de control establece la inducción axial de al menos una primera turbina del parque en función de la dirección de flujo.

14. Sistema de control según la reivindicación 12 o 13, provisto de software de control según la reivindicación 11.
25

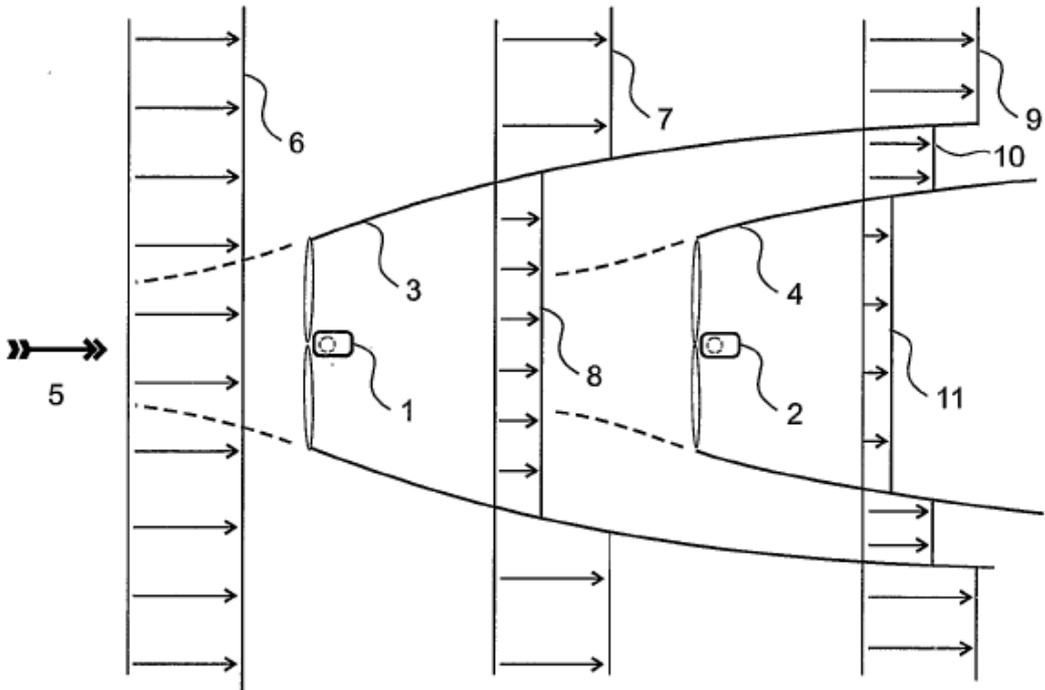


Fig.1

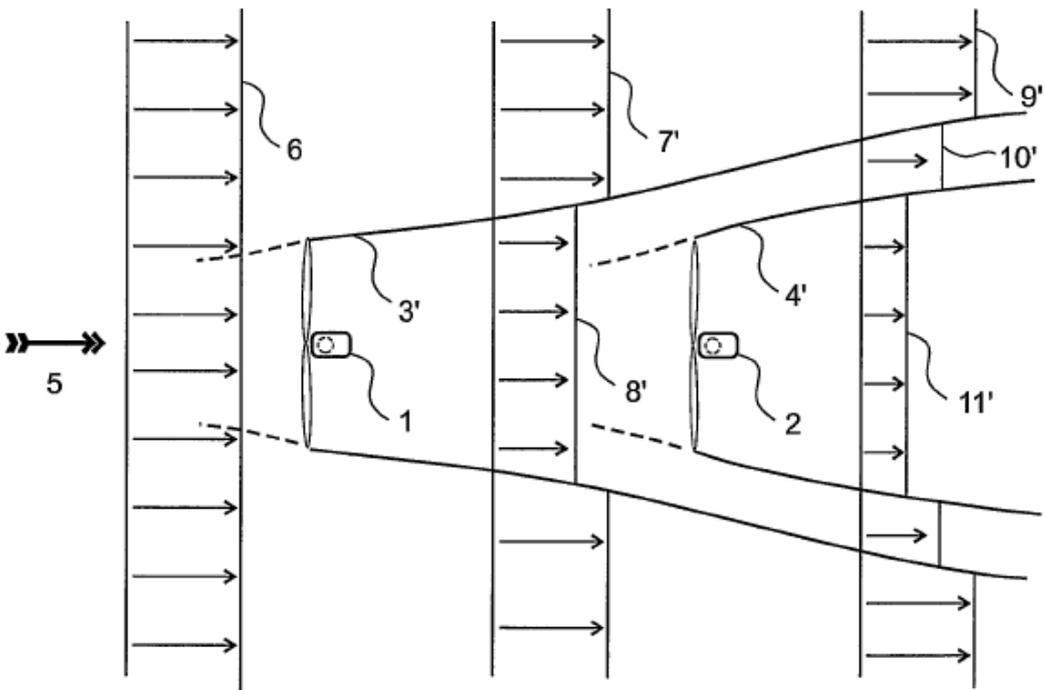


Fig.2