

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 995 867**

51 Int. Cl.:

F03D 17/00 (2006.01)

F03D 80/50 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **25.05.2022 PCT/EP2022/064152**

87 Fecha y número de publicación internacional: **15.12.2022 WO22258373**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **25.05.2022 E 22730284 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **06.11.2024 EP 4323639**

54 Título: **Estimación de una curva de potencia mejorada**

30 Prioridad:

09.06.2021 EP 21382512

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

11.02.2025

73 Titular/es:

**SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY
INNOVATION & TECHNOLOGY S.L. (100.00%)
Avenida de la Innovación 9-11
31621 Sarriguren (Navarra), ES**

72 Inventor/es:

**MEINICKE, ALEXANDER;
FERNANDEZ ROMERO, IGNACIO y
SANTOS, PABLO DESCO**

74 Agente/Representante:

DEL VALLE VALIENTE, Sonia

ES 2 995 867 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

Estimación de una curva de potencia mejorada

5 **Campo de la invención**

La presente invención se refiere a un método para estimar una segunda curva de potencia de una turbina eólica en relación con una segunda configuración operativa, en particular una configuración operativa mejorada. Además, la presente invención se refiere a una disposición correspondiente para estimar una segunda curva de potencia y, adicionalmente, a un sistema que comprende la disposición y al menos dos turbinas eólicas.

Antecedentes de la técnica

15 Durante la vida útil de una turbina eólica, la turbina eólica puede recibir una mejora con respecto al hardware y/o al software. En particular, la mejora puede tener como objetivo aumentar la producción de energía de la turbina eólica. Por lo tanto, es necesario determinar el rendimiento de la turbina eólica tras dicha mejora. En particular, es posible que sea necesario cuantificar la mejora energética de una manera creíble para el cliente.

20 El documento EP 2 679 813 B1 describe un método y una disposición para optimizar un ajuste de parámetros de una turbina eólica.

25 La publicación "Side by Side Testing to Verify Improvements of Power Curves (Pruebas paralelas para verificar las mejoras de las curvas de potencia)", de Deutsche Windguard, 2014, Nordic Wind Power Conference en Estocolmo, describe las pruebas paralelas para verificar las mejoras en las curvas de potencia. Los métodos descritos en este documento requieren tiempos de medición relativamente largos y no son lo suficientemente eficientes (por ejemplo, en cuanto a tiempo de medición) en todas las circunstancias.

30 Los documentos EP 3380725 B1 y US 2020/0293300 A1 describen un método para supervisar y evaluar los cambios en el rendimiento energético de una o más turbinas eólicas de un parque eólico.

El documento US 10815972 B2 describe un método para evaluar o validar el rendimiento de una turbina eólica o un parque eólico tras una o más mejoras, en donde se obtienen mediciones de datos operativos de turbinas eólicas en un parque eólico.

35 En el método convencional, se ha observado que, en el modo de producción parcial de energía, en particular, puede ser difícil evaluar los efectos de la mejora. Es posible que el análisis regular de la curva de potencia con datos de medición de la velocidad del viento basados en un mástil meteorológico o un sistema LIDAR no sea lo suficientemente preciso. Convencionalmente, se pueden haber empleado métodos diferenciales que comparan la producción de energía antes y después de la mejora. Sin embargo, se ha observado que la precisión necesaria es difícilmente alcanzable y que los métodos convencionales requieren tiempos de medición relativamente largos.

40 Por lo tanto, puede ser necesario un método para determinar una curva de potencia mejorada (en particular o generalmente una segunda curva de potencia) de una turbina eólica con respecto a una segunda configuración operativa (en particular, una configuración operativa mejorada), en donde se mejore la precisión y/o se reduzca el tiempo de medición.

Resumen de la invención

50 Esta necesidad puede ser satisfecha por el objeto según las reivindicaciones independientes. Las realizaciones ventajosas de la presente invención se describen en las reivindicaciones dependientes.

55 Según una realización de la presente invención, se proporciona un método para estimar una segunda curva de potencia de una turbina eólica con respecto a una segunda configuración operativa, en donde el método comprende: recibir datos de potencia de salida relacionados con una primera configuración operativa, en particular, la configuración operativa de referencia; recibir datos de potencia relacionados con la potencia de salida correspondientes a la segunda configuración operativa; derivar la segunda curva de potencia usando los datos de potencia de salida correspondientes a la primera configuración operativa, los datos de potencia de salida correspondientes a la segunda configuración operativa y una primera curva de potencia de la primera configuración operativa.

60 En este sentido, el proceso de recibir datos de potencia correspondientes a la potencia de salida correspondientes a la segunda configuración operativa comprende lo siguiente: recibir datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de al menos una primera turbina eólica (por ejemplo, wt_A) operado según la segunda configuración operativa en un primer intervalo de tiempo; el proceso de recibir datos de potencia de salida correspondientes a la primera configuración operativa comprende lo siguiente: recibir datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de al menos una segunda turbina eólica (por ejemplo, wt_B) operado según la primera configuración operativa en el primer intervalo de tiempo, el método comprende además: recibir datos de potencia relacionados con la potencia

de salida de la primera turbina eólica (por ejemplo, wt_A) operado según la primera configuración operativa en un segundo intervalo de tiempo, recibir datos de potencia relacionados con la potencia de salida de la segunda turbina eólica (p. ej., wt_B) operado según la segunda configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo; en donde la derivación de la segunda curva de potencia se basa en: los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la primera turbina eólica (por ejemplo, wt_A) operado según la segunda configuración operativa en el primer intervalo de tiempo; los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la segunda turbina eólica (por ejemplo, wt_B) operado según la primera configuración operativa en el primer intervalo de tiempo, los datos de potencia relacionados con la potencia de salida de la primera turbina eólica (por ejemplo, wt_A) operado según la primera configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo; los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la segunda turbina eólica (por ejemplo, wt_B) operado según la segunda configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo; y la primera curva de potencia.

El método puede implementarse, por ejemplo, en software y/o hardware y puede realizarse mediante un módulo de un controlador del parque eólico o un módulo de una o más turbinas eólicas.

La primera/segunda curva de potencia puede indicar la potencia de salida de la turbina eólica según la velocidad del viento, cuando la turbina eólica funciona según la primera/segunda configuración operativa. El método puede ser una variante particular de un método diferencial, en donde se compara el rendimiento, en particular la potencia de salida activa, de una o al menos dos turbinas eólicas, cuando funcionan según la primera configuración operativa y la segunda configuración operativa.

Se pueden recibir los datos de potencia de salida de al menos dos turbinas eólicas diferentes (operados según la primera configuración operativa y la segunda configuración operativa, en particular en un mismo intervalo de tiempo) que, por ejemplo, pueden estar dispuestos uno cerca del otro (a una distancia entre 100 m y 5 km, por ejemplo) o estar ubicados en un mismo parque eólico.

Cuando se consideran al menos dos turbinas eólicas diferentes, pueden estar sometidos a condiciones de viento similares o incluso iguales. En particular, pueden evitarse las condiciones de estela. El método en particular puede no requerir considerar ningún dato de medición de la velocidad del viento para derivar finalmente la segunda curva de potencia. Cuando se emplean al menos dos turbinas eólicas diferentes y cuando sus respectivos datos de potencia de salida se consideran y utilizan para determinar la segunda curva de potencia, las dos turbinas eólicas diferentes pueden ser del mismo tipo y diseño de construcción general.

Cuando se consideran varias turbinas eólicas, pueden realizarse múltiples cambios de configuración, y después de cada cambio (por ejemplo, tras un tiempo de espera suficiente para que se establezca la nueva configuración operativa), se pueden recopilar los datos de potencia de salida respectivos. Cuando se está revisando una sola turbina eólica o solamente hay una, se proporcionan varios intervalos de medición cuando se opera la turbina eólica según la primera configuración operativa y se proporcionan otros intervalos de medición cuando la turbina eólica funciona según la segunda configuración operativa. De este modo, se pueden promediar los cambios en las condiciones del viento, en particular la velocidad del viento.

Los datos de potencia de salida pueden estar relacionados con la potencia de salida de un generador de la turbina eólica, y los datos de potencia de salida pueden basarse, por ejemplo, en mediciones de tensión y/o corriente en un terminal de salida de la turbina eólica. Por lo tanto, la turbina eólica puede estar equipada con sensores de medición, en particular sensores de tensión y sensores de corriente.

La primera curva de potencia puede representar o ser una curva de potencia original o de referencia esperada o una curva de potencia original garantizada, por ejemplo, una curva de potencia que se aplicó antes de actualizar la turbina eólica a la segunda configuración operativa. Sin embargo, las realizaciones de la presente invención también permiten evaluar dos configuraciones operativas cualquiera, sin estar necesariamente limitadas a una configuración operativa de referencia y una configuración operativa mejorada.

Cuando se emplea el método diferencial, no se requieren mediciones de la velocidad del viento. Además, el método puede no requerir la adquisición y utilización de ningún dato de salida de potencia de dos turbinas eólicas diferentes que operen en la misma configuración operativa. En los métodos convencionales, es posible que se hayan operado dos turbinas eólicas diferentes en la configuración operativa de referencia y se hayan considerado los datos de salida obtenidos de las dos turbinas eólicas para derivar una curva de potencia para la configuración operativa mejorada. Según las realizaciones de la presente invención, esto ya no es necesario. De este modo, el tiempo de medición puede reducirse, mientras que la precisión de la segunda curva de potencia finalmente derivada puede ser suficientemente alta.

El método puede aplicarse no solo a turbinas eólicas, sino también a cualquier instalación de generación de energía o potencia que requiera una evaluación en relación con diferentes configuraciones operativas. Por ejemplo, el método puede aplicarse a instalaciones de producción solar, instalaciones de producción de energía fluvial u otras instalaciones de producción. El método puede, por ejemplo, como etapa adicional, derivar también un cambio o mejora

estimados de la producción anual de energía (AEP, por sus siglas en inglés) integrando la segunda curva de potencia según una distribución de velocidad del viento local o de referencia, por ejemplo.

5 Las realizaciones posteriores se refieren al empleo de al menos dos turbinas eólicas (o varios pares de turbinas eólicas) que pueden disponerse uno al lado del otro o al menos espacialmente cerca uno del otro.

De este modo se operan dos turbinas eólicas según dos configuraciones operativas diferentes y se adquieren sus respectivos datos de potencia de salida. Por lo tanto, el método emplea un método diferencial para minimizar la incertidumbre residual en la mejora estimada de la producción anual de energía (AEP) o la mejora (o cambio) de la curva de potencia. En el primer período de medición o primer intervalo de tiempo, una turbina eólica “a” puede considerarse como la turbina eólica de referencia (no mejorado) mientras que el generador “B” está actualizado y también funciona según la configuración operativa mejorada (en general, la segunda configuración operativa). Esta fase de medición puede abreviarse con “aB”. En el segundo período de medición o segundo intervalo de tiempo, ambas turbinas eólicas cambian su modo o su configuración operativa respectiva. Esta fase de medición puede entonces abreviarse con “Ab”. El esquema de conmutación puede repetirse hasta que se alcance una precisión suficiente: aB, Ab, aB, aB, aB, Ab,...

Este esquema de conmutación, junto con el algoritmo de evaluación apropiado (véase más adelante) puede proporcionar una precisión superior con respecto a la segunda curva de potencia. La precisión superior puede resultar de una simetría maximizada, que puede maximizar la cancelación de errores. Es posible que no sea necesaria una fase de medición como “ab” o “AB”, es decir, una fase de medición en donde ambas turbinas eólicas funcionen según la misma configuración operativa, ya que puede producir una precisión inferior.

Si se usan más de dos turbinas eólicas, la precisión puede mejorarse manteniendo las turbinas eólicas adyacentes en diferentes configuraciones operativas.

El cambio entre las diferentes configuraciones operativas puede realizarse tan a menudo como sea posible para cancelar el efecto de deriva en los errores de medición, las condiciones ambientales y la degradación de la planta. Las mediciones relacionadas con la potencia de salida tomadas justo antes y especialmente inmediatamente después del cambio pueden descartarse. Esto puede evitar la corrupción de datos debido a errores de sincronización horaria y permitir que las plantas o las turbinas eólicas se establezcan en sus respectivas configuraciones operativas. Para evitar que se descarte una proporción relevante del tiempo de medición o de los datos de medición, el período de conmutación puede seleccionarse para que sea relativamente largo en comparación con el período de descarte. Por ejemplo, un cambio diario y un descarte de 10 minutos de mediciones antes y 30 minutos de mediciones después del cambio puede resultar conveniente.

Para cualquier par (combinación) de dos o más turbinas eólicas, puede calcularse la diferencia entre la configuración operativa de referencia (por ejemplo, la primera) y la mejorada (por ejemplo, la segunda). En el caso de pares en donde las mediciones se realizan al mismo tiempo, pueden garantizarse condiciones ambientales más similares, lo que puede dar lugar a una mayor precisión. De este modo, solo es necesario considerar pares formados por dos turbinas eólicas que operen en configuraciones diferentes. Obviamente, siempre se pueden evitar las condiciones de estela. El resultado global puede calcularse como un promedio ponderado teniendo en cuenta el tiempo de medición para cada par. Las discrepancias entre los resultados de diferentes pares pueden generar una medida de incertidumbre.

Según una realización de la presente invención, derivar la segunda curva de potencia comprende: derivar una primera estimación de la segunda curva de potencia empleando un esquema de cálculo, teniendo el esquema de cálculo como primera entrada los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la primera turbina eólica (por ejemplo, wt_A) operado según la segunda configuración operativa en el primer intervalo de tiempo; el esquema de cálculo que tiene como segunda entrada los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la segunda turbina eólica (por ejemplo, wt_B) funciona según la primera configuración operativa en el primer intervalo de tiempo, en donde el esquema de cálculo utiliza además la primera curva de potencia para derivar la primera estimación de la segunda curva de potencia, en donde la segunda curva de potencia se deriva además según la primera estimación de la segunda curva de potencia, en donde el esquema de cálculo deriva, en particular, una diferencia entre los datos suministrados a la primera entrada y los datos suministrados a la segunda entrada.

Según una realización de la presente invención, derivar la segunda curva de potencia comprende además: derivar una segunda estimación de la segunda curva de potencia empleando el esquema de cálculo, teniendo el esquema de cálculo como cuarta entrada los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la segunda turbina eólica (por ejemplo, wt_B) operado según la segunda configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo; el esquema de cálculo tiene como tercera entrada los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la primera turbina eólica (por ejemplo, wt_A) que funciona según la primera configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo, en donde el esquema de cálculo usa además la primera curva de potencia, para derivar la segunda estimación de la segunda curva de potencia, en donde la segunda curva de potencia se deriva además según la segunda estimación de la segunda curva de potencia.

El esquema de cálculo puede implementarse como un algoritmo matemático, por ejemplo, una subrutina en un programa de software. El esquema de cálculo puede requerir datos como primera entrada y datos como segunda entrada. La primera entrada y la segunda entrada pueden requerir un mismo tipo de datos de entrada (tipo básico o tipo de objeto), tal como un tipo de variable informática. La primera entrada, así como la segunda entrada, pueden requerir, por ejemplo, una matriz de números flotantes, por ejemplo, o cualquier objeto particular que encapsule una matriz de valores flotantes, en particular que represente la potencia de salida en diferentes puntos temporales dentro del primer y/o segundo intervalo de tiempo respectivo. El mismo esquema de cálculo puede aplicarse a diferentes representaciones de la primera entrada y la segunda entrada. Cuando un mismo esquema de cálculo se alimenta con diferentes datos de entrada, el método puede simplificarse.

La primera, la segunda, la tercera y la cuarta entrada no necesariamente deben estar en una primera y una segunda o tercera y cuarta posición de entrada en una función de software, sino que pueden estar en cualquier posición de entrada de una función de software. Los datos de potencia pueden, por ejemplo, representarse como una matriz de valores flotantes u otro tipo numérico básico. Los datos de potencia también pueden representarse en cualquier otro objeto o estructura de un software. El esquema de cálculo puede configurarse para derivar la diferencia entre los datos suministrados a la primera entrada y los datos suministrados a la segunda entrada. Así, por ejemplo, el esquema de cálculo puede calcular la diferencia entre la potencia de salida de la primera turbina eólica cuando funciona según la segunda configuración operativa y la potencia de salida de la segunda turbina eólica cuando funciona según la primera configuración operativa. La diferencia, cuando es positiva, puede reflejar una mejora con respecto a la potencia de salida de la segunda configuración operativa en comparación con la primera configuración operativa.

Los datos de potencia de salida pueden incluir datos por debajo de la potencia nominal y también por encima de la potencia nominal. En particular, los datos de potencia de salida pueden comprender datos en el régimen de carga parcial, por debajo de la potencia nominal de salida.

Por lo tanto, la primera estimación de la segunda curva de potencia puede relacionarse o derivarse de los datos de medición de potencia de salida cuando la primera turbina eólica funciona según la segunda configuración operativa y cuando la segunda turbina eólica funciona según la primera configuración operativa. Por el contrario, la segunda estimación de la segunda curva de potencia puede derivarse de los datos de potencia de salida cuando la primera turbina eólica según la primera configuración operativa y la segunda turbina eólica funciona según la segunda configuración operativa. Cuando se consideran la primera estimación y la segunda estimación de la segunda curva de potencia, la segunda curva de potencia obtenida puede verse menos afectada por los errores sistemáticos entre las dos turbinas eólicas diferentes, en particular con respecto a las diferencias generales de rendimiento.

Según una realización de la presente invención, derivar la segunda curva de potencia comprende derivar la segunda curva de potencia como una media, en particular la media ponderada, de la primera estimación de la segunda curva de potencia y la segunda estimación de la segunda curva de potencia. Promediar o derivar la media puede reducir los errores sistemáticos. Puede aplicarse una ponderación según las respectivas duraciones del primer intervalo de tiempo y del segundo intervalo de tiempo, por ejemplo.

Según una realización de la presente invención, derivar la segunda curva de potencia comprende: derivar una tercera estimación de la segunda curva de potencia empleando el esquema de cálculo, teniendo el esquema de cálculo como primera entrada los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la primera turbina eólica (por ejemplo, wt_A) operado según la primera configuración operativa en el primer intervalo de tiempo; el esquema de cálculo que tiene como segunda entrada los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la segunda turbina eólica (por ejemplo, wt_B) funciona según la segunda configuración operativa en el primer intervalo de tiempo, en donde el esquema de cálculo utiliza además la primera curva de potencia para derivar la tercera estimación de la segunda curva de potencia, en donde la segunda curva de potencia se deriva además según la tercera estimación de la segunda curva de potencia, y/o en donde derivar la segunda curva de potencia comprende: derivar una cuarta estimación de la segunda curva de potencia que emplea el esquema de cálculo, en donde el esquema de cálculo tiene como tercera entrada los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la primera turbina eólica (por ejemplo, wt_B) operado según la segunda configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo; el esquema de cálculo tiene como cuarta entrada los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la segunda turbina eólica (por ejemplo, wt_A) operado según la primera configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo, en donde el esquema de cálculo usa además la primera curva de potencia, para derivar la cuarta estimación de la segunda curva de potencia, en donde la segunda curva de potencia se deriva además según la cuarta estimación de la segunda curva de potencia.

Para derivar la tercera estimación y la cuarta estimación, no se requieren más datos de medición con respecto a la potencia de salida más allá de los datos de salida adquiridos durante el primer intervalo de tiempo y el segundo intervalo de tiempo. Sin embargo, para derivar la tercera estimación y la cuarta estimación, respectivamente, el esquema de cálculo se alimenta con datos de entrada intercambiados con respecto a la primera entrada y la segunda entrada en comparación con la derivación de la primera estimación y la segunda estimación. Los inventores descubrieron que, inesperadamente, la tercera estimación y la cuarta estimación no son iguales (ni opuestas) a la primera estimación y a la segunda estimación, respectivamente. Además, no son simplemente el inverso o el negativo de la primera estimación o de la segunda estimación cuando se considera una segunda curva de potencia diferencial,

es decir, una diferencia entre la segunda curva de potencia y la primera curva de potencia. En cambio, cuando la segunda curva de potencia se deriva según la primera, la segunda, la tercera y también la cuarta estimación de la segunda curva de potencia, la precisión de la segunda curva de potencia puede mejorar y, en particular, se pueden reducir los errores sistemáticos.

5 La precisión puede mejorarse al repetir todo el cálculo invirtiendo el orden de las entradas (“inverso”) y, al final, promediar los resultados del primer cálculo (“directo”) y del cálculo con entradas invertidas (“inverso”). Esto se hace por las siguientes razones:

10 Cuando todo el cálculo directo se simplifica a $\Delta F = [(A-b) + (B-a)]/2$, el cálculo inverso $\Delta B = [(a-B) + (b-A)]/2$ puede no producir exactamente el mismo resultado, salvo por un signo invertido, ya que el cálculo real es un algoritmo complejo que requiere, por ejemplo, clasificación de datos en intervalos, interpolación (curva aproximada por un polígono) y limitación de la potencia en el valor nominal. Debido a esta complejidad, pueden aparecer pequeñas asimetrías en el proceso detrás de “(A-b)” y el proceso detrás de “(B-a)”. Esto conlleva una cancelación incompleta de errores, lo que degrada la precisión y podría considerarse un error de orden superior. Repetir todo el cálculo en sentido inverso permite cancelar en su mayoría incluso estos errores de orden superior.

20 Por el contrario, los métodos convencionales tienen una fase en donde las turbinas eólicas (ambos) no están mejorados, lo que actúa como una “referencia cero” y ayuda a reducir el efecto de la asimetría menor desde el principio. El precio a pagar es un tiempo de medición superior (o en una precisión reducida si la duración de la medición es limitada).

25 Antes de promediar los resultados de los cálculos primero (directo) y segundo (inverso), se puede invertir el resultado del cálculo inverso. Esto significa que no se invierte toda la curva de potencia, sino solo las diferencias (verticales) con respecto a la curva de referencia (por ejemplo, la primera curva de potencia).

30 Según una realización de la presente invención, derivar la segunda curva de potencia comprende derivar la segunda curva de potencia como una media, en particular la media ponderada, de la primera estimación de la segunda curva de potencia, la segunda estimación de la segunda curva de potencia, la tercera estimación de la segunda curva de potencia y la cuarta estimación de la segunda curva de potencia.

Derivar la media puede reducir todavía más los errores sistemáticos o las contribuciones de ruido. Se puede aplicar una ponderación según las longitudes respectivas del primer y segundo intervalo de tiempo respectivos.

35 Según una realización de la presente invención, el primer intervalo de tiempo y/o el segundo intervalo de tiempo oscilan entre, por ejemplo, 30 segundos y 1 día, o entre 1 semana y 1 año, o entre 30 segundos y 5 minutos, o entre 1 hora y 36 horas, o entre 1 día y un año, en donde un intervalo de tiempo intermedio entre el primer intervalo de tiempo y el segundo intervalo de tiempo oscila entre 0,05 horas y 0,5 horas, y/o en donde en cualquier momento en que se adquieren datos de potencia y se utilizan para el cálculo de la segunda curva de potencia, la primera turbina eólica y la segunda turbina eólica son operados en configuraciones diferentes de la primera configuración operativa y la segunda configuración operativa, y/o en donde la primera configuración operativa representa una configuración no actualizada o de referencia y la segunda configuración operativa representa una configuración operativa mejorada.

45 Se pueden emplear otras duraciones de los intervalos de tiempo y/o intervalos de tiempo intermedios. El método no requiere que la primera turbina eólica y la segunda turbina eólica funcionen en ningún momento en la misma configuración operativa y el método no requiere adquirir datos de salida de estas dos turbinas eólicas diferentes que funcionan en la misma configuración operativa. Por lo tanto, el tiempo de medición puede reducirse en comparación con los métodos convencionales.

50 La configuración operativa actualizada puede actualizarse con respecto al hardware y/o software en comparación con la configuración no actualizada o de referencia. De este modo, se admiten las mejoras aplicadas de manera convencional.

55 Cuando hay un intervalo de tiempo intermedio suficiente, las turbinas eólicas pueden adaptarse adecuadamente a sus respectivas configuraciones operativas recién establecidas.

60 Según una realización de la presente invención, el método comprende además recibir datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la primera turbina eólica (por ejemplo, wt_A) operado según la segunda configuración operativa en varios primeros intervalos de tiempo adicionales; recibir datos de potencia relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (por ejemplo, wt_B) operado bajo la primera configuración operativa durante los mismos intervalos de tiempo adicionales iniciales, recibir datos de potencia relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (por ejemplo, wt_A) operado bajo la primera configuración operativa durante varios intervalos de tiempo adicionales posteriores, recibir datos de potencia relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (por ejemplo, wt_B) operado bajo la segunda configuración operativa durante los mismos intervalos de tiempo adicionales posteriores; en donde la derivación de la segunda curva de potencia se basa además en: los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la primera turbina eólica (por

- ejemplo, wt_A) que funciona según la segunda configuración operativa en la pluralidad de primeros intervalos de tiempo adicionales; los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la segunda turbina eólica (por ejemplo, wt_B) operado según la primera configuración operativa en la pluralidad de primeros intervalos de tiempo adicionales, los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la primera turbina eólica (por ejemplo, wt_A) funcionan según la primera configuración operativa en la pluralidad de segundos intervalos de tiempo adicionales; los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la segunda turbina eólica (por ejemplo, wt_B) operado según la segunda configuración operativa en el plural de segundos intervalos de tiempo adicionales; y la primera curva de potencia.
- De este modo, se pueden realizar múltiples conmutaciones entre los primeros intervalos de tiempo adicionales respectivos y los segundos intervalos de tiempo adicionales. Cuantos más datos de salida (de más intervalos de tiempo) se consideren, mayor será la precisión de la segunda curva de potencia derivada. En particular, se pueden reducir los errores sistemáticos y el ruido.
- Según una realización de la presente invención, utilizando el esquema de cálculo, para cada uno de los diversos primeros intervalos de tiempo adicionales se obtiene una primera estimación adicional respectiva de la segunda curva de potencia, en donde, utilizando el esquema de cálculo, para cada uno de los diversos segundos intervalos de tiempo adicionales se obtiene una segunda estimación adicional respectiva de la segunda curva de potencia, en donde la segunda curva de potencia se deriva como una media, en particular la media ponderada, de la primera estimación, las primeras estimaciones adicionales y las segundas estimaciones adicionales.
- Las primeras estimaciones adicionales respectivas pueden derivarse de forma análoga a la primera estimación mencionada anteriormente. Además, las segundas estimaciones adicionales pueden calcularse de forma análoga a la segunda estimación mencionada y explicada anteriormente. De este modo, se puede mejorar todavía más la precisión.
- Según una realización de la presente invención, utilizando el esquema de cálculo, para cada uno de los diversos primeros intervalos de tiempo adicionales se obtiene una tercera estimación adicional respectiva de la segunda curva de potencia, en donde, utilizando el esquema de cálculo, para cada uno de los diversos segundos intervalos de tiempo adicionales se obtiene una cuarta estimación adicional respectiva de la segunda curva de potencia, en donde la segunda curva de potencia se deriva como una media, en particular la media ponderada, de la primera estimación, la tercera estimación, cuarta estimación, las primeras estimaciones adicionales y las segundas estimaciones adicionales, las terceras estimaciones adicionales y las cuartas estimaciones adicionales.
- De nuevo, no se requieren intervalos de tiempo de medición adicionales, pero las terceras estimaciones adicionales y las cuartas estimaciones adicionales se derivan en base a los mismos datos de potencia de salida adquiridos en los primeros intervalos de tiempo adicionales y los segundos intervalos de tiempo adicionales.
- Según una realización de la presente invención, el esquema de cálculo deriva las diferencias de potencia entre los datos suministrados a la primera entrada y los datos suministrados a la segunda entrada, y/o el esquema de cálculo deriva las diferencias de potencia entre los datos suministrados a la tercera entrada y los datos suministrados a la cuarta entrada, en donde el esquema de cálculo usa los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la segunda turbina eólica (por ejemplo, wt_B) operado según la primera configuración operativa y la primera curva de potencia, para asignar las diferencias de potencia a diferentes intervalos de velocidad del viento, y/o en donde el esquema de cálculo usa los datos de potencia correspondientes a la potencia de salida de la primera turbina eólica (wt_A) que funciona según la primera configuración operativa y la primera curva de potencia, para asignar las diferencias de potencia a diferentes intervalos de velocidad del viento,
- en donde el esquema de cálculo promedia las diferencias de potencia en cada intervalo de velocidad del viento, para obtener un cambio de potencia para cada intervalo de velocidad del viento, para derivar una forma diferencial de la segunda curva de potencia, en donde el esquema de cálculo está adaptado en particular para integrar o sumar los cambios de potencia para todos los intervalos de velocidad del viento según una distribución de velocidad del viento local o de referencia, para derivar una diferencia de la producción total de energía.
- La primera curva de potencia comprende la información de la potencia de salida para varios valores de velocidad del viento, cuando la turbina eólica funciona según la primera configuración operativa. Por lo tanto, la primera curva de potencia puede permitir inferir el valor de velocidad del viento respectivo a partir de la potencia de salida de la turbina eólica tal como funciona según la primera configuración operativa. Los intervalos de velocidad del viento pueden definirse como varios rangos de velocidad del viento desde, por ejemplo, la velocidad del viento 0 hasta la velocidad nominal del viento. Por ejemplo, se pueden proporcionar de 5 a 20 intervalos de velocidad del viento entre la velocidad cero del viento y una velocidad nominal del viento, por ejemplo.
- La forma diferencial de la segunda curva de potencia puede representar, por lo tanto, un cambio de la curva de potencia en comparación con la primera curva de potencia, cuyo cambio se produce cuando la turbina eólica funciona según la segunda configuración operativa. Según las realizaciones de la presente invención, el método puede generar la forma diferencial de la segunda curva de potencia sin proporcionar la segunda curva de potencia en una forma absoluta. Para obtener un único valor de evaluación o rendimiento, también se puede proporcionar la integral de la segunda

curva de potencia o incluso la forma diferencial de la segunda curva de potencia. El valor único puede indicar una mejora en el rendimiento.

5 Según una realización de la presente invención, la primera curva de potencia especifica la potencia de salida activa según la velocidad del viento, cuando el primer y/o la segunda turbina eólica funcionan según la primera configuración operativa, en donde la segunda curva de potencia especifica la potencia de salida activa según la velocidad del viento, cuando el primer y/o la segunda turbina eólica funcionan según la segunda configuración operativa. De este modo, se proporcionan o respaldan los datos de rendimiento utilizados convencionalmente.

10 Según una realización de la presente invención, la primera configuración operativa difiere de la segunda configuración operativa en al menos uno de los siguientes aspectos: configuración de hardware; configuración del software, en particular la configuración del software de control, que especifica en particular el ángulo de inclinación y/o el par y/o el ángulo de guiñada según al menos un parámetro operativo que incluye la velocidad de rotación y/o la velocidad del viento.

15 La configuración del hardware puede, por ejemplo, ser diferente con respecto a las palas de turbina eólica usadas o a los complementos de las palas de turbina eólica, con respecto a los convertidores de potencia, con respecto a la electrónica de filtro, con respecto al hardware de control o al hardware de ordenador, etc.

20 La configuración del software puede ser diferente con respecto al software de control de funcionamiento normal, el software de control de carga parcial, las curvas de referencia, los puntos de trabajo, la potencia nominal de salida, la velocidad de rotación nominal, la velocidad nominal del viento, las curvas de referencia del ángulo de inclinación, las curvas de referencia del par o las curvas de referencia del ángulo de guiñada, por ejemplo. De este modo, se admiten diferentes cambios de configuración.

25 Según una realización de la presente invención, el método se aplica a N turbinas eólicas, en particular turbinas eólicas situadas al frente, que a menudo se enfrentan a un viento libre y sin perturbaciones, en donde se definen varios pares de turbinas eólicas, en particular N-1 pares superpuestos, comprendiendo cada par turbinas eólicas inmediatamente adyacentes, en donde en cada intervalo de tiempo una de las turbinas eólicas opera según la primera configuración operativa y el otro opera según la segunda configuración operativa para generar los datos de potencia, en donde los resultados para la segunda curva de potencia, obtenidos utilizando datos de potencia de cada par, se promedian para derivar la segunda curva de potencia.

30 Por ejemplo, pueden seleccionarse cuatro turbinas eólicas para calcular la mejora del AEP: denominados como n.º 1, n.º 2, n.º 3 y n.º 4. Estos pueden estar en la fila frontal de un parque eólico, en donde las turbinas eólicas suelen recibir viento libre. Esto significa un flujo de aire libre y sin perturbaciones causadas por otros generadores. Estas turbinas eólicas pueden estar alineados en una línea recta. Esto hace que el n.º 2 esté más cerca del n.º 1 y del n.º 3. Y que el n.º 3 es el que esté más cerca del n.º 2 y del n.º 4. Con el esquema de conmutación no solo pueden definirse dos pares, por ejemplo (n.º 1, n.º 2) y (n.º 3, n.º 4), sino también un tercer par (n.º 2, n.º 3) de turbinas eólicas adyacentes.

35 Esto mejora nuevamente la precisión de la estimación final del AEP, que se calcula promediando como última etapa las mejoras del AEP de todos los pares de turbinas eólicas involucrados.

40 Según una realización de la presente invención, se proporciona un método para obtener una curva de potencia de una configuración modificada de una turbina eólica, basada en una curva de potencia existente de la configuración de referencia y midiendo la potencia en al menos un par de turbinas eólicas, en donde ambas turbinas eólicas cambian al menos una vez entre las configuraciones “de referencia” y “modificada” durante el tiempo de medición. Se evitan por completo las mediciones del viento. Se puede evitar que durante el cambio de configuración las dos turbinas eólicas que forman un par estén alguna vez en la misma configuración.

45 Según una realización de la presente invención, el esquema de conmutación siempre mantiene a las turbinas eólicas vecinos en configuraciones diferentes. Esto permite crear la cantidad máxima de pares que son vecinos (ceranos -> mismo viento) y que siempre tienen configuraciones diferentes. Por ejemplo, con cuatro turbinas eólicas en fila, este método permite formar y calcular no solo dos, sino tres pares óptimos de turbinas eólicas. La curva de potencia final resultante (o un AEP derivado basado en una distribución de viento conocida) se obtiene promediando todos los pares disponibles.

50 Debe entenderse que las características, individualmente o en cualquier combinación, descritas, explicadas, proporcionadas o aplicadas a un método de estimación de una segunda curva de potencia de una turbina eólica con respecto a una segunda configuración operativa, también son aplicables, individualmente o en cualquier combinación, a una disposición para estimar una segunda curva de potencia de una turbina eólica según las realizaciones de la presente invención y viceversa.

55 Según una realización de la presente invención, se proporciona una disposición para estimar una segunda curva de potencia de una turbina eólica con respecto a una segunda configuración operativa, comprendiendo la disposición un procesador, que tiene una entrada adaptada para: recibir datos de potencia de salida relacionados con una primera configuración operativa, en particular la configuración operativa de referencia; recibir datos de potencia

correspondientes a la potencia de salida correspondiente a la segunda configuración operativa; derivar la segunda curva de potencia usando los datos de potencia de salida relacionados con la primera configuración operativa, los datos de potencia de salida relacionados con la segunda configuración operativa y una primera curva de potencia de la primera configuración operativa.

5 La disposición puede configurarse, en particular, para llevar a cabo el método de estimación de una segunda curva de potencia según una realización de la presente invención.

10 La disposición puede implementarse en software y/o hardware. La disposición puede comprender además sensores de medición adaptados para medir la potencia de salida de una o más turbinas eólicas. La disposición también puede comprender un módulo de control que puede ser capaz de controlar una primera turbina eólica y una segunda turbina eólica con respecto a la configuración operativa respectiva.

15 Según una forma de realización de la presente invención, se proporciona un sistema de prueba, que comprende: una disposición según la forma de realización anterior; al menos una primera turbina eólica; al menos una segunda turbina eólica, estando la disposición conectada de manera comunicativa a las turbinas eólicas, para recibir datos relacionados con la energía y/o controlar las turbinas eólicas.

20 Los aspectos definidos anteriormente y otros aspectos de la presente invención se infieren de los ejemplos de realización que se describirán a continuación y se explican con referencia a los ejemplos de realización. La invención se describirá con más detalle a continuación en la memoria haciendo referencia a ejemplos de realización, no estando la invención limitada a los mismos.

25 **Breve descripción de los dibujos**

Las realizaciones de la presente invención se describen ahora con referencia a los dibujos adjuntos. La invención no está limitada a las realizaciones ilustradas o descritas.

30 La Figura 1 ilustra esquemáticamente un sistema de prueba según una realización de la presente invención y muestra además etapas del método según un método de una realización de la presente invención; y

la Figura 2 ilustra esquemáticamente un sistema de prueba según una realización de la presente invención y muestra además etapas del método según un método de una realización de la presente invención;

35 **Descripción detallada**

La ilustración en los dibujos está en forma esquemática. Se observa que, en diferentes figuras, elementos con estructura y/o función similares o idénticas reciben los mismos signos de referencia o signos de referencia que difieren solo en el primer dígito. Una descripción de un elemento no descrito en una realización puede tomarse de una descripción de este elemento con respecto a otra realización.

40 El sistema 100 de prueba ilustrado esquemáticamente en la **Figura 1** comprende una disposición 101 para estimar una segunda curva 103 de potencia de una turbina eólica wt_A, wt_B con respecto a una segunda configuración operativa (por ejemplo, una configuración operativa mejorada) según una realización de la presente invención. La disposición 101 comprende un procesador no ilustrado en detalle que tiene una sección de entrada que está adaptada para recibir datos de potencia de salida de las turbinas eólicas wt_A, wt_B con respecto a una primera configuración operativa y con respecto a una segunda configuración operativa.

50 En la realización ilustrada en la Figura 1, la letra "A" (o P_A) indica la potencia de salida de la turbina eólica wt_A operado según la segunda configuración operativa y la letra "b" (o P_b) representa la potencia de salida de la segunda turbina eólica wt_B cuando funciona según la primera configuración operativa. La disposición 101 está configurada para derivar la segunda curva 103 de potencia usando los datos de potencia de salida "b" pertenecientes a la primera configuración operativa, los datos de potencia de salida "A" pertenecientes a la segunda configuración operativa y una primera curva 105 de potencia de la primera configuración operativa.

55 El sistema 100 de prueba comprende además al menos una primera turbina eólica wt_A y al menos una segunda turbina eólica wt_B. De este modo, la disposición 101 está conectada de manera comunicativa a las turbinas eólicas wt_A, wt_B para recibir los datos relacionados con la potencia de "a" y "b" y también recibir los datos de potencia de salida "a" y "B". En la realización ilustrada en la Figura 1, la disposición 101 recibe los datos de potencia de salida "A" relacionados con la potencia de salida de la primera turbina eólica (wt_A) operado según la segunda configuración operativa en un primer intervalo de tiempo. Además, la disposición 101 recibe datos de potencia "b" relacionados con la potencia de salida de la segunda turbina eólica (wt_B) que funciona según la primera configuración operativa en el primer intervalo de tiempo.

65 Además, la disposición 101 recibe datos de potencia "a" (o P_a) relacionados con la potencia de salida de la primera turbina eólica wt_A operado según la primera configuración operativa en un segundo intervalo de tiempo, que es

diferente del primer intervalo de tiempo. Además, la disposición recibe los datos de potencia “B” (o P_B) relacionados con la potencia de salida de la segunda turbina eólica wt_B operado según la segunda configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo.

5 Basándose en los datos de potencia recibidos “Ab” y “aB”, la disposición deriva la segunda curva 103 de potencia. En particular, a partir de los datos de potencia de salida Ab, un esquema de cálculo que comprende el elemento de diferencia 107 y el elemento de adición 109, así como un procesador no ilustrado, deriva una primera estimación 111 de la segunda curva de potencia. De este modo, a partir de los datos de potencia de Ab, se sustrae un comportamiento esperado 143 utilizando el elemento de resta 107. El resultado de este elemento de resta 107 se dirige o suministra al elemento de suma 109, que agrega una curva de potencia original esperada, es decir, la primera curva 105 de potencia. La salida del elemento de suma 109 es la primera estimación 111 de la segunda curva de potencia. La línea discontinua indica la curva de potencia original esperada 105. Como puede apreciarse en la Figura 1, la primera estimación 111 está por encima de la curva 105 de potencia.

15 De manera similar, la disposición 101 calcula una segunda estimación 113 de la segunda curva de potencia procesando los datos de potencia de salida aB usando elementos de resta 115 y elementos de suma 117 similares. En la Figura 1, los datos de potencia de salida A, b se representan de manera combinada como una curva 119 de potencia. Los datos de salida aB se representan de manera combinada como una curva 121.

20 Usando un elemento de factor de ganancia 123 y un elemento de suma 125, se promedian la primera estimación 111 y la segunda estimación 113 para llegar a la segunda curva 103 de potencia. La segunda curva 103 de potencia define una relación de la potencia en la ordenada 127 según la velocidad del viento v en la abscisa 129. El cambio en la producción anual de energía (OverallDeltaAEP) puede calcularse según la siguiente fórmula:

$$25 \quad \text{OverallDeltaAEP} = (\text{DeltaAEP} (B-a) + \text{DeltaAEP} (A-b)) / 2$$

en donde OverallDeltaAEP puede representar la segunda curva 103 de potencia, DeltaAEP(B-a) puede representar la segunda estimación 113 y DeltaAEP(A-b) puede representar la primera estimación 111, por ejemplo, o un valor integral respectivo.

30 **La Figura 2** ilustra esquemáticamente un sistema de prueba 200 según una realización de la presente invención, en donde los elementos similares en estructura y/o función se etiquetan con signos de referencia en las Figura 1 y 2, que solo difieren en el primer dígito. Una explicación de un elemento que no se describe explícitamente en una figura particular puede tomarse de la descripción de dicho elemento con respecto a la otra figura.

35 El lado izquierdo de la Figura 2 corresponde a la Figura 1. El lado derecho ilustra esquemáticamente una aplicación del esquema de cálculo con entradas intercambiadas con respecto al lado izquierdo, que se aplica según las realizaciones de la presente invención. Como puede apreciarse, por ejemplo, en la Figura 2, lado izquierdo, la curva 219 de potencia que representa la potencia de salida Ab en combinación se obtiene proporcionando como primera entrada 250 la potencia de salida A, es decir, la potencia de salida emitida por la turbina eólica wt_A cuando funciona según la segunda configuración operativa. Como segunda entrada 251, se proporciona b, es decir, la potencia de salida de la segunda turbina eólica wt_B cuando funciona según la primera configuración operativa.

45 Como puede apreciarse, por ejemplo, en la Figura 2, lado izquierdo, la curva 243 de potencia que representa la potencia de salida aB en combinación se obtiene proporcionando como tercera entrada 252 la potencia de salida a, es decir, la potencia de salida emitida por la turbina eólica wt_A cuando funciona según la primera configuración operativa. Como cuarta entrada 253, se proporciona B, es decir, la potencia de salida de la segunda turbina eólica wt_B cuando funciona según la segunda configuración operativa.

50 Por el contrario, en el lado derecho, la curva 231 de potencia se produce cuando los datos de salida a, es decir, los datos de salida de la primera turbina eólica wt_A cuando funciona según la primera configuración operativa, se proporcionan como los datos para la primera entrada 250. Como datos para la segunda entrada 251, se proporcionan los datos de salida B, es decir, la potencia de salida de la segunda turbina eólica wt_A cuando funciona según la segunda configuración operativa.

55 La primera estimación 211 y la segunda estimación 213 representadas en el lado izquierdo son iguales a la primera estimación 111 y la segunda estimación 113, respectivamente, representadas en la Figura 1. A partir del esquema de cálculo operado con entradas intercambiadas, la disposición 201 obtiene una tercera estimación 233 a partir de los datos de potencia de salida aB de manera similar a como la primera estimación 211 se obtuvo a partir de los datos de potencia de salida Ab. A partir de los datos de potencia de salida aB, la disposición 201 calcula la segunda estimación 213 de la segunda curva de potencia. En contraste, al intercambiar las entradas en el esquema de cálculo, la disposición calcula una cuarta estimación 235 de la segunda curva de potencia a partir de los datos de potencia de salida Ab. Usando elementos de ganancia adicionales 223 (que tienen una ganancia de 1/2), la primera estimación 211, la segunda estimación 213, la tercera estimación 233 y una cuarta curva derivada de la estimación 235 se promedian para derivar la segunda curva 237 de potencia.

Obsérvese que en la Figura 2, en la suma 225 hay un signo “menos” en el lado derecho. Esto significa aquí que no solo se invierte toda la curva 204 de potencia, sino únicamente la diferencia de 204 con respecto a la referencia 205.

5 Según una realización de la presente invención, se mejora la precisión calculando la curva de potencia “directa” (con entradas sin intercambiar) e “inversa” (con entradas intercambiadas), y promediando ambos resultados obtenidos para mejorar la cancelación de errores. Por lo tanto, “directa” es el proceso en el lado izquierdo que termina con la estimación preliminar de la curva 203 de potencia. “Inversa” es el proceso del lado derecho que termina con la estimación preliminar de la curva 205 de potencia. El proceso utilizado en “Directa” e “Inversa” es completamente idéntico, excepto por las entradas intercambiadas. Esto implica que, para “Inversa”, los datos de la configuración “de referencia” se consideran como si provinieran de la configuración “modificada” y viceversa. Por lo tanto, la asignación es a->A, A->a y b->B, B->b.

15 Los métodos ilustrados en las Figura 1 y 2 pueden realizarse considerando solo dos intervalos de tiempo de medición, a saber, un primer intervalo de tiempo en donde se adquieren los datos de salida Ab y un segundo intervalo de tiempo en donde se adquieren los datos de potencia de salida aB. Para mejorar la segunda curva de potencia, pueden tomarse en cuenta varios intervalos adicionales de tiempo primero y segundo en donde se miden datos de salida adicionales, derivando así la segunda curva de potencia mejorada, por ejemplo, mediante el promedio de estos datos.

20 Por lo tanto, las evaluaciones del lado izquierdo y del lado derecho de la Figura 2 aplican el mismo esquema de cálculo con entradas intercambiadas. Con esto puede entenderse que las mediciones de la primera configuración operativa se consideran procedentes de la segunda configuración operativa y viceversa. El resultado del cálculo con las entradas intercambiadas puede ser OverallDeltaAEP_Swap. Se espera que, para una estimación no sesgada, se cumpla que $-1 * \text{OverallDeltaAEP_Swap} = \text{OverallDeltaAEP}$.

25 Sin embargo, se ha descubierto que hay pequeñas desviaciones con respecto a esa expectativa. Estas desviaciones son el resultado de una cancelación incompleta de errores en el complejo algoritmo que incluye la agrupación de datos, la interpolación y la limitación a la potencia nominal. Esto conduce a pequeñas asimetrías en los errores de las curvas de potencia intermedias 111 y 113 y, por lo tanto, a una cancelación de errores incompleta. Al repetir todo el cálculo con entradas intercambiadas, la simetría y, por lo tanto, la cancelación de errores mejoran considerablemente.

30 Las simulaciones de Monte Carlo indican que la solución descrita produce una precisión superior en comparación con los métodos convencionales. En comparación con las soluciones publicadas, hay una reducción en la desviación estándar de la incertidumbre residual de aproximadamente un 20 %.

35 Cabe señalar que el término “que comprende” no excluye otros elementos o etapas y los artículos “un” o “una” no excluyen una pluralidad. También pueden combinarse elementos descritos asociados a distintas realizaciones. También hay que señalar que los signos de referencia de las reivindicaciones no deben interpretarse como una limitación del alcance de las mismas.

REIVINDICACIONES

1. Método de estimación de una segunda curva (103, 237) de potencia de una turbina eólica (wt_A, wt_B) con respecto a una segunda configuración operativa, el método comprende:

5 recibir datos de salida de potencia (a, b) relacionados con una primera configuración operativa, en particular la configuración operativa de referencia;
 recibir datos de potencia (A, B) relacionados con la salida de potencia correspondiente a la segunda configuración operativa;
 10 derivar la segunda curva (103, 237) de potencia usando los datos de salida de potencia (a, b) pertenecientes a la primera configuración operativa, los datos de salida de potencia (A, B) pertenecientes a la segunda configuración operativa y una primera curva (105) de potencia de la primera configuración operativa,
 en donde la recepción de datos de potencia relacionados con la salida de potencia pertenecientes a la segunda configuración operativa comprende:

recibir datos de potencia (A) relacionados con la salida de potencia de al menos una primera turbina eólica (wt_A) operado según la segunda configuración operativa en un primer intervalo de tiempo;
 20 la recepción de datos de salida de potencia relacionados con la primera configuración operativa comprende:

recibir datos de potencia (b) relacionados con la salida de potencia de al menos una segunda turbina eólica (wt_B) operado según la primera configuración operativa en el primer intervalo de tiempo,
 25 el método comprende además:

recibir datos de potencia (a) relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (wt_A) operado según la primera configuración operativa en un segundo intervalo de tiempo,
 30 recibir datos de potencia (B) relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (wt_B) operado según la segunda configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo;
 en donde la derivación de la segunda curva de potencia se basa en:

los datos de potencia (A) relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (wt_A) operado según la segunda configuración operativa en el primer intervalo de tiempo;
 40 los datos de potencia (b) relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (wt_B) operados según la primera configuración operativa en el primer intervalo de tiempo,
 los datos de potencia (a) relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (wt_A) operado según la primera configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo;
 45 los datos de potencia (B) relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (wt_B) operado según la segunda configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo; y
 la primera curva (105) de potencia,

50 en donde, en particular, la primera turbina eólica (wt_A) y la segunda turbina eólica (wt_B) funcionan en el mismo intervalo de tiempo siempre en diferentes configuraciones operativas,

caracterizada porque
 la derivación de la segunda curva de potencia comprende:
 55 derivar una primera estimación (111) de la segunda curva de potencia empleando un esquema de cálculo,
 en donde el esquema de cálculo que tiene como primera entrada (250) los datos de potencia (A) relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (wt_A) operado según la segunda configuración operativa en el primer intervalo de tiempo;
 60 en donde el esquema de cálculo tiene como segunda entrada (251) los datos de potencia (b) relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (wt_B) operado según la primera configuración operativa en el primer intervalo de tiempo,
 65

en donde el esquema de cálculo usa además la primera curva de potencia para derivar la primera estimación (111) de la segunda curva de potencia, en donde la segunda curva (103) de potencia se obtiene además basándose en la primera estimación (111) de la segunda curva de potencia,

5 en donde el esquema de cálculo en particular deriva una diferencia entre los datos suministrados a la primera entrada y los datos suministrados a la segunda entrada.

10 2. Método según la reivindicación anterior, en donde la derivación de la segunda curva de potencia comprende además:

15 derivar una segunda estimación (113) de la segunda curva de potencia empleando el esquema de cálculo, en donde el esquema de cálculo tiene como cuarta entrada (253) los datos de potencia (B) relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (wt_B) operado según la segunda configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo; el esquema de cálculo tiene como tercera entrada (252) los datos de potencia (a) relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (wt_A) operado según la primera configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo, en donde el esquema de cálculo usa además la primera curva de potencia para derivar la segunda estimación (113) de la segunda curva de potencia, en donde la segunda curva de potencia se deriva además según la segunda estimación de la segunda curva de potencia.

25 3. Método según la reivindicación 2 anterior, en donde la derivación de la segunda curva de potencia comprende: derivar la segunda curva (103) de potencia como un promedio, en particular un promedio ponderado, de la primera estimación (111) de la segunda curva de potencia y la segunda estimación (113) de la segunda curva de potencia.

30 4. Método según la reivindicación 2, en donde la derivación de la segunda curva de potencia comprende:

35 derivar una tercera estimación (233) de la segunda curva de potencia empleando el esquema de cálculo, en donde el esquema de cálculo tiene como primera entrada (250) los datos de potencia (a) relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (wt_A) operado según la primera configuración operativa en el primer intervalo de tiempo; en donde el esquema de cálculo tiene como segunda entrada (251) los datos de potencia (B) relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (wt_B) operado según la segunda configuración operativa en el primer intervalo de tiempo, en donde el esquema de cálculo usa además la primera curva de potencia para derivar la tercera estimación (233) de la segunda curva de potencia, en donde la segunda curva de potencia se obtiene además según la tercera estimación de la segunda curva de potencia, y/o en donde la derivación de la segunda curva de potencia comprende: derivar una cuarta estimación (235) de la segunda curva de potencia empleando el esquema de cálculo:

40 en donde el esquema de cálculo tiene como tercera entrada (252) los datos de potencia (A) relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (wt_A) operado según la segunda configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo; en donde el esquema de cálculo tiene como cuarta entrada (253) los datos de potencia (b) relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (wt_B) operado según la primera configuración operativa en el segundo intervalo de tiempo, en donde el esquema de cálculo usa además la primera curva de potencia para derivar la cuarta estimación (235) de la segunda curva de potencia, en donde la segunda curva (237) de potencia se obtiene además basándose en la cuarta estimación (235) de la segunda curva de potencia.

55 5. Método según la reivindicación 4 anterior, en donde la derivación de la segunda curva de potencia comprende: derivar la segunda curva (237) de potencia como un promedio, en particular un promedio ponderado, de la primera estimación (211) de la segunda curva de potencia, la segunda estimación (213) de la segunda curva de potencia, la tercera estimación (233) de la segunda curva de potencia y una curva derivada de la cuarta estimación obtenida a partir de la cuarta estimación (235) de la segunda curva de potencia y la primera curva de potencia, siendo dicha curva derivada en particular obtenida mediante el reflejo de la cuarta estimación en la primera curva de potencia.

60 6. Método según una de las reivindicaciones anteriores,

en donde el primer intervalo de tiempo y/o el segundo intervalo de tiempo varían entre 30 segundos y un minuto, o entre 1 hora y 36 horas, o entre un día y un año, en donde un intervalo de tiempo intermedio entre el primer intervalo de tiempo y el segundo intervalo de tiempo oscila entre 0,05 horas y 0,5 horas, y/o

en donde, en cualquier momento en que se adquieran datos de potencia y se utilicen para el cálculo de la segunda curva de potencia, la primera turbina eólica y la segunda turbina eólica funcionen en diferentes configuraciones de la primera configuración operativa y la segunda configuración operativa, y/o

en donde la primera configuración operativa representa una configuración no actualizada o de referencia y la segunda configuración operativa representa una configuración operativa mejorada.

7. Método según una de las reivindicaciones anteriores, que comprende, además:

recibir datos de potencia relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (wt_A) operado según la segunda configuración operativa en varios primeros intervalos de tiempo adicionales;

recibir datos de potencia relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (wt_B) operado según la primera configuración operativa en la pluralidad de primeros intervalos de tiempo adicionales,

recibir datos de potencia relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (wt_A) operado según la primera configuración operativa en varios segundos intervalos de tiempo adicionales,

recibir datos de potencia relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (wt_B) operado según la segunda configuración operativa en varios segundos intervalos de tiempo adicionales;

en donde la derivación de la segunda curva de potencia se basa además en:

los datos de potencia relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (wt_A) operados según la segunda configuración operativa en la pluralidad de primeros intervalos de tiempo adicionales;

los datos de potencia relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (wt_B) operados según la primera configuración operativa en la pluralidad de primeros intervalos de tiempo adicionales,

los datos de potencia relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (wt_A) operados según la primera configuración operativa en la pluralidad de segundos intervalos de tiempo adicionales;

los datos de potencia relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (wt_B) operados según la segunda configuración operativa en varios segundos intervalos de tiempo adicionales; y
la primera curva de potencia.

8. Método según la reivindicación anterior,

en donde, utilizando el esquema de cálculo, para cada uno de los diversos primeros intervalos de tiempo adicionales se obtiene una primera estimación adicional respectiva de la segunda curva de potencia,

en donde, utilizando el esquema de cálculo, para cada uno de los diversos segundos intervalos de tiempo adicionales se obtiene una segunda estimación adicional respectiva de la segunda curva de potencia,

en donde la segunda curva de potencia se obtiene como un promedio, en particular el promedio ponderado, de la primera estimación, la segunda estimación, las primeras estimaciones adicionales y las segundas estimaciones adicionales.

9. Método según la reivindicación anterior,

en donde, utilizando el esquema de cálculo, para cada uno de los diversos primeros intervalos de tiempo adicionales se obtiene una tercera estimación adicional respectiva de la segunda curva de potencia,

en donde, utilizando el esquema de cálculo, para cada uno de los diversos segundos intervalos de tiempo adicionales se obtiene una cuarta estimación adicional respectiva de la segunda curva de potencia,

en donde la segunda curva (237) de potencia se obtiene como un promedio, en particular el promedio ponderado, de la primera estimación, la segunda estimación, la tercera estimación, la cuarta estimación, las primeras estimaciones adicionales y las segundas estimaciones adicionales, las terceras estimaciones adicionales y las cuartas estimaciones adicionales.

10. Método según una de las reivindicaciones 2 a 9 anteriores,

5 en donde el esquema de cálculo deriva las diferencias de potencia entre los datos suministrados a la primera entrada (250) y los datos suministrados a la segunda entrada (251),
 en donde el esquema de cálculo obtiene las diferencias de potencia entre los datos suministrados a la tercera entrada (252) y los datos suministrados a la cuarta entrada (253),
 10 en donde el esquema de cálculo usa los datos de potencia relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (wt_B) operado según la primera configuración operativa y la primera curva de potencia, para asignar las diferencias de potencia a diferentes intervalos de velocidad del viento, y/o
 en donde el esquema de cálculo usa los datos de potencia relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (wt_A) operado según la primera configuración operativa y la primera curva de potencia, para asignar las diferencias de potencia a diferentes intervalos de velocidad del viento,
 15 en donde el esquema de cálculo promedia las diferencias de potencia en cada intervalo de velocidad del viento, para obtener un cambio de potencia para cada intervalo de velocidad del viento, para derivar una forma diferencial de la segunda curva de potencia,
 en donde el esquema de cálculo está adaptado en particular para integrar o sumar los cambios de potencia para todos los intervalos de velocidad del viento según una distribución de velocidad del viento local o de referencia, para derivar una diferencia de la producción total de energía.

11. Método según una de las reivindicaciones anteriores,

25 en donde la primera curva (105) de potencia especifica la salida de potencia activa según la velocidad del viento, cuando el primer y/o la segunda turbina eólica funcionan según la primera configuración operativa,
 en donde la segunda curva (103, 237) de potencia especifica la salida de potencia activa según la velocidad del viento, cuando el primer y/o la segunda turbina eólica funcionan según la segunda configuración operativa.

12. Método según una de las reivindicaciones anteriores,

en donde la primera configuración operativa difiere de la segunda configuración operativa en al menos una de las siguientes:

35 configuración de hardware;
 configuración del software, en particular la configuración del software de control, que especifica en particular el ángulo de inclinación y/o el par y/o el ángulo de guiñada según al menos un parámetro operativo que incluye la velocidad de rotación y/o la velocidad del viento.

13. Método según una de las reivindicaciones anteriores, en donde el método se aplica a N turbinas eólicas, en particular turbinas eólicas situadas al frente expuestas a un viento libre y sin perturbaciones, en donde se definen varios pares de turbinas eólicas, en particular N-1 pares superpuestos, comprendiendo cada par turbinas eólicas inmediatamente adyacentes, en donde en cada intervalo de tiempo una de las turbinas eólicas opera según la primera configuración operativa y el otro opera según la segunda configuración operativa para generar los datos de potencia, en donde los resultados para la segunda curva de potencia, obtenidos utilizando datos de potencia de cada par, se promedian para derivar la segunda curva de potencia.

14. Disposición (101, 201) para la estimación de una segunda curva (103, 237) de potencia de una turbina eólica con respecto a una segunda configuración operativa, comprendiendo la disposición un procesador, que tiene una entrada (250, 251, 252, 253) adaptada para:

55 recibir datos de salida de potencia (a, b) relacionados con una primera configuración operativa, en particular la configuración operativa de referencia;
 recibir datos de potencia (A, B) relacionados con la salida de potencia correspondiente a la segunda configuración operativa;
 derivar la segunda curva (103, 237) de potencia usando los datos de salida de potencia (a, b) relacionados con la primera configuración operativa, los datos de salida de potencia (A, B) relacionados con la segunda configuración operativa y una primera curva (105) de potencia de la primera configuración operativa,
 60 en donde la derivación de la segunda curva de potencia comprende:

derivar una primera estimación (111) de la segunda curva de potencia empleando un esquema de cálculo,

- 5 en donde el esquema de cálculo que tiene como primera entrada (250) los datos de potencia (A) relacionados con la salida de potencia de la primera turbina eólica (wt_A) operado según la segunda configuración operativa en el primer intervalo de tiempo;
en donde el esquema de cálculo tiene como segunda entrada (251) los datos de potencia (b) relacionados con la salida de potencia de la segunda turbina eólica (wt_B) operado según la primera configuración operativa en el primer intervalo de tiempo,
en donde el esquema de cálculo usa además la primera curva de potencia para derivar la primera estimación (111) de la segunda curva de potencia,
- 10 en donde la segunda curva (103) de potencia se obtiene además basándose en la primera estimación (111) de la segunda curva de potencia,
la disposición está adaptada para controlar o llevar a cabo un método según una de las reivindicaciones anteriores.
- 15 15. Sistema (100, 200) de prueba, que comprende:
- 20 una disposición (101, 201) según la reivindicación anterior;
al menos una primera turbina eólica (wt_A);
al menos una segunda turbina eólica (wt_B),
estando la disposición conectada de manera comunicativa a las turbinas eólicas, para recibir datos relacionados con la energía y/o controlar las turbinas eólicas.



