

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 701 707**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/02** (2006.01)

**F03D 7/04** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **03.05.2007** **E 07008976 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **12.09.2018** **EP 1988284**

54 Título: **Procedimiento de funcionamiento de un aerogenerador y aerogenerador**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**25.02.2019**

73 Titular/es:

**SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT (100.0%)**  
**Werner-von-Siemens-Strasse 1**  
**80333 München, DE**

72 Inventor/es:

**STIESDAL HENRIK y**  
**WINTHER-JENSEN MARTIN**

74 Agente/Representante:

**LOZANO GANDIA, José**

**ES 2 701 707 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**

Procedimiento de funcionamiento de un aerogenerador y aerogenerador

5 La invención se refiere a un procedimiento para hacer funcionar un aerogenerador, en particular a un procedimiento para hacer funcionar un aerogenerador en situaciones con altas velocidades de viento y altos niveles de turbulencia. La invención se refiere también a un aerogenerador.

10 En el funcionamiento de los aerogeneradores, a veces surgen situaciones con altas velocidades de viento y altos niveles de turbulencia que causan una alta carga del aerogenerador, en particular de las palas de rotor del aerogenerador. Para evitar daños en el aerogenerador, especialmente en las palas de rotor del aerogenerador en estos términos, debe reducirse la carga de viento en el aerogenerador. Un proceso existente mediante el cual la carga de viento en el aerogenerador se reduce en condiciones de viento fuerte es simplemente apagar el aerogenerador cuando la velocidad de viento exceda uno o más valores umbral. Por tanto, un aerogenerador se apaga, por ejemplo, cuando la velocidad de viento supera el valor de unos 25 m/s durante unos 10 minutos, cuando la velocidad de viento supera el valor de unos 28 m/s durante unos 30 segundos o cuando la velocidad de viento supera el valor de aproximadamente 32 m/s durante aproximadamente 1 segundo.

20 Sin embargo, la carga de viento de un aerogenerador no es, en general, solo una función de la velocidad de viento, sino también de la intensidad de la turbulencia como descriptor de turbulencias. En términos generales, la velocidad de viento y la turbulencia definen la carga estática del viento y, para una velocidad dada del viento, la turbulencia define la carga de viento por fatiga. El proceso existente por el cual el aerogenerador se apaga si se cumple un criterio definido explica parcialmente la turbulencia, en donde el aerogenerador se apaga si las ráfagas alcanzan una velocidad de viento de aproximadamente 32 m/s durante aproximadamente 1 segundo. Sin embargo, evaluar la turbulencia exclusivamente sobre la base de una sola ráfaga es, en general, una simplificación demasiado grande.

30 Por tanto, el proceso existente de regulación de encendido/apagado de las turbinas eólicas puede causar que, durante las condiciones de la tormenta, más o menos todas las turbinas eólicas en toda una región se apaguen debido a la alta velocidad del viento para reducir la carga de viento en estos aerogeneradores, aunque muchos aerogeneradores podrían haber estado en funcionamiento y podrían haber mantenido la energía emitida a la red, porque en particular la carga de turbulencia puede estar dentro de los límites de seguridad.

35 El documento EP 0 847 496 B1 divulga un procedimiento para hacer funcionar un aerogenerador, en el cual la potencia del aerogenerador, así como la velocidad de funcionamiento del rotor, se reducen continuamente cuando se alcanza una velocidad de viento que está en peligro de sobrecargar el aerogenerador. La potencia del aerogenerador y la velocidad de funcionamiento se reducen en función del aumento de la velocidad de viento o de la velocidad de la corriente incidente. Con este procedimiento, se puede evitar un apagado en toda la región de los aerogeneradores porque los aerogeneradores afectados por vientos fuertes solo se reducen parcialmente en la energía emitida. Sin embargo, este procedimiento no tiene en cuenta las turbulencias y, por lo tanto, no es un parámetro importante que determine la carga del aerogenerador.

45 El documento US 2007/0018457 A1 divulga un aerogenerador y un procedimiento para hacer funcionar un aerogenerador, en donde la velocidad del rotor y/o la potencia del generador se reducen en respuesta a variables que exceden los valores predeterminados. Las variables son, por ejemplo, la dirección del viento en relación con la dirección horizontal del eje principal de la turbina, la turbulencia del viento o cualquier otra variable detectada por uno o más sensores montados en los componentes de la turbina.

50 El documento US 2003/0127862 A1 divulga un sistema de control para una planta de energía eólica que comprende medios sensores para la detección de los valores de medición que se usarán para la cuantificación directa o indirecta de la carga actual y/o la tensión de la turbina que se produce en función de las condiciones locales y meteorológicas. Corriente abajo de dichos medios de detección, se proporciona un sistema de procesamiento de señales electrónicas, en funcionamiento para el efecto de que la reducción de potencia requerida en la condición optimizada de la planta de energía eólica se restringirá para obtener una eficiencia económica óptima en las condiciones de funcionamiento actuales, tanto en el caso de vientos en el rango de la velocidad nominal del viento como en casos de altas velocidades del viento.

60 El documento US 2003/0160457 A1 divulga un procedimiento para procesar y/o predecir datos de flujo de un medio fluyente, en el que, a partir de valores de al menos un parámetro de flujo que se miden sucesivamente en una o varias ubicaciones en el medio, siendo dicho parámetro de flujo característico de la velocidad del medio, se forma y actualiza una serie de tiempo que se somete a un procedimiento de predicción determinista no lineal sobre la base de un modelo de espacio de fase localmente constante para generar valores de predicción para los respectivos parámetros de flujo posteriores. Se genera una señal de control predeterminada si los valores de predicción son característicos de un cambio inminente en la velocidad de flujo. En el caso de un generador de energía eólica, entre otros, un anemómetro mide continuamente la velocidad del viento. La velocidad del viento o las cantidades derivadas de la misma, como la desviación entre un valor medido actualmente de la velocidad del

viento y el promedio a lo largo del tiempo, se someten al procesamiento para preparar un valor de pronóstico característico, que se compara con un criterio de referencia predeterminado. Si durante la comparación, se confirma una ráfaga de viento predicha, el generador de energía eólica se hace funcionar en el estado desacelerado.

5 Es un objetivo de la presente invención proporcionar un procedimiento y un aerogenerador como se mencionó inicialmente de tal manera que puede evitarse preferentemente un apagado innecesario de un aerogenerador, particularmente en condiciones de viento fuerte.

10 Este objetivo se logra de manera inventiva mediante un procedimiento de funcionamiento de un aerogenerador, en donde, para una reducción de una carga eólica que impacta en el aerogenerador, la velocidad de rotación del rotor del aerogenerador y/o la energía eléctrica del aerogenerador a la red se reduce dependiendo de al menos una desviación de la velocidad del viento de la velocidad promedio del viento, en donde la velocidad de rotación del rotor y/o la energía eléctrica del aerogenerador se reducen en función de la desviación de la velocidad del viento de la velocidad promedio del viento, cuando la desviación de la velocidad del viento de la velocidad promedio del viento alcanza o supera un valor umbral. Por tanto, la velocidad del viento se mide con el dispositivo de medición y el controlador de la turbina calcula la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento.

20 De acuerdo con el procedimiento de la invención, no solo la velocidad del viento, sino también la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento, por ejemplo, como promedio durante un período de tiempo determinado o reducido exponencialmente con el tiempo, se aplica preferentemente como un valor para decidir si la velocidad de rotación del rotor y/o la energía eléctrica emitida del aerogenerador se reducirá para reducir la carga de viento o si el aerogenerador se apagará. Los inventores han reconocido de este modo que la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento es un descriptor comparativamente preciso de la carga del viento que surgirá como resultado de las condiciones del viento. Por tanto, la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento es un criterio de decisión relativamente bueno. Además, al utilizar la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento como criterio de decisión, se evita que algunas ráfagas individuales causen una reducción de la velocidad de rotación del rotor y/o la energía eléctrica emitida a la red o incluso un apagado innecesario del aerogenerador. De acuerdo con el procedimiento de la invención, se compara con el procedimiento que solo funciona con la velocidad del viento o la velocidad de la corriente incidente, además se evita que la velocidad de rotación del rotor y/o la energía eléctrica emitida a la red se reduzcan antes de lo necesario. Debido a que el procedimiento de la invención funciona con la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento, el aerogenerador puede hacerse funcionar durante más tiempo, en particular en condiciones de vendaval, con la velocidad de rotación nominal del rotor y/o la energía eléctrica nominal emitida hasta que una reducción de la velocidad de rotación del rotor y/o de la energía eléctrica se produzca. De este modo, el valor de la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento se puede determinar de forma continua o discreta. El valor umbral mencionado para el inicio de la reducción es, generalmente, un valor umbral elegible. Preferentemente, el valor umbral se determina respectivamente para un tipo específico de aerogenerador. Se puede determinar un valor umbral adecuado, por ejemplo, mediante simulación por ordenador o medición de campo.

45 La relación funcional de la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento y la reducción de la velocidad de rotación del rotor y/o la energía eléctrica emitida a la red puede determinarse o definirse por el operario del aerogenerador en adaptación al respectivo tipo de aerogenerador. Preferentemente, la velocidad de rotación del rotor y/o la energía eléctrica emitida del aerogenerador se reducen del valor nominal de la velocidad de rotación del rotor y/o del valor nominal de la energía eléctrica emitida en función de la desviación de la velocidad del viento desde la velocidad promedio del viento cuando la desviación de la velocidad del viento respecto de la velocidad promedio del viento alcanza o supera un cierto valor umbral.

50 Preferentemente, la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad media del viento es, por lo tanto, de acuerdo con una variante de la invención, la desviación estándar bien definida de la velocidad del viento.

55 De acuerdo con otra variante de la invención, la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad media del viento se determina de forma iterativa teniendo en cuenta la velocidad media del viento y la velocidad instantánea del viento. Preferentemente, la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento se determina como una suma de desviación de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

60 
$$D_n = C \cdot \text{núm}(V_{\text{inst},n} - V_{\text{av},n}) + (1 - C) \cdot D_{n-1} \quad (1)$$

$$V_{\text{av},n} = C \cdot V_{\text{inst},n} + (1 - C) \cdot V_{\text{av},n-1} \quad (2)$$

con

$D_n$  suma de desviación en el noveno paso de cálculo,

5  $D_{n-1}$  suma de desviación en el paso de cálculo anterior,

$V_{av,n}$  velocidad promedio del viento en el noveno paso de cálculo,

10  $V_{av,n-1}$  velocidad promedio del viento en el paso de cálculo anterior,

$V_{inst,n}$  velocidad instantánea del viento en el noveno paso de cálculo,

C constante que es un número entre 0 y 1 y

15 Núm valor numérico.

Por tanto, la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento puede determinarse de manera continua o discreta, por ejemplo, rigurosamente de acuerdo con la definición matemática de la desviación estándar o como una suma de desviación actualizada. De este modo, la constante C puede ser una constante de promediación exponencial, preferentemente adaptada al tipo respectivo de aerogenerador. Como se mencionó anteriormente, la velocidad de rotación del rotor y/o la energía eléctrica emitida se reducen, cuando el valor de la desviación estándar o la suma de la desviación alcanza o supera un valor de umbral definido.

25 En un desarrollo adicional de la invención, la velocidad de rotación del rotor y/o la energía eléctrica emitida del aerogenerador se reducen en consideración de al menos un parámetro meteorológico adicional, que es, por ejemplo, la desviación de la dirección del viento de la dirección promedio del viento. La desviación de la dirección del viento con respecto a la dirección promedio del viento se puede determinar como la desviación estándar de la dirección del viento

30 De acuerdo con un modo de realización de la invención, se determina al menos un valor de carga o factor de daño. En particular, el valor de la carga se determina en función de los parámetros meteorológicos relevantes que comprenden como mínimo la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento, en particular la desviación estándar de la velocidad del viento y, opcionalmente, el valor promedio de la velocidad del viento y/o la desviación de la dirección del viento con respecto a la dirección promedio del viento, en particular la desviación estándar de la dirección del viento y, en su caso, otros parámetros meteorológicos relevantes.

40 La relación del valor de carga y al menos un parámetro meteorológico se puede determinar preferentemente de antemano como resultado de simulaciones informáticas aeroelásticas y/o mediciones de carga.

45 La relación del valor de carga y al menos un parámetro meteorológico también se puede determinar en un proceso de ajuste basándose en al menos un valor de medición adquirido por al menos un transductor. El proceso de ajuste puede ser un tipo de proceso de aprendizaje para un autoajuste o autodeterminación de la relación usando información de carga actual y/o almacenada basándose en los valores de medición adquiridos por al menos un transductor. El transductor puede ser, por ejemplo, un acelerómetro o un extensómetro. Generalmente, una pluralidad de dichos transductores están unidos, por ejemplo, a las palas de rotor del aerogenerador para adquirir los valores de medición relevantes.

50 De acuerdo con un modo de realización de la invención, la velocidad de rotación del rotor y/o la energía eléctrica emitida del aerogenerador se reducen, cuando el valor de carga alcanza o supera un valor umbral de carga. Preferentemente, la velocidad de rotación del rotor y/o la energía eléctrica emitida del aerogenerador se reducen del valor nominal de la velocidad de rotación del rotor y/o del valor nominal de la energía eléctrica emitida del aerogenerador en función del valor de carga derivado de uno o más de los parámetros meteorológicos mencionados cuando el valor de carga alcanza o supera un determinado valor de carga umbral.

55 El objetivo de la invención también se logra mediante un aerogenerador que comprende una unidad de cálculo, por ejemplo, un controlador de turbina ajustado para ejecutar uno de los procedimientos descritos. El controlador de turbina o un almacenamiento del controlador de turbina comprende un programa informático respectivo o módulos de programa informático respectivos para ejecutar uno de los procedimientos descritos.

60 La invención se describirá en mayor detalle con referencia a los dibujos adjuntos, donde

65 la FIG. 1 muestra esquemáticamente un aerogenerador en una vista frontal,

la FIG. 2 muestra el aerogenerador de la FIG. 1 en una vista lateral y

la FIG. 3 muestra esquemáticamente una línea característica de la velocidad de rotación del rotor y una línea característica de la energía eléctrica emitida de un aerogenerador a la red en cada caso en función de la desviación de la velocidad del viento de la velocidad media del viento o del valor de carga.

5

La FIG. 1 y la FIG. 2 muestran esquemáticamente, en diferentes vistas, un aerogenerador 1 de acuerdo con la presente invención. El aerogenerador 1 comprende una torre 2, una góndola 3 y un rotor que incluye un eje 4 con tres palas de rotor de paso controlado 5. Un generador eléctrico 10 y una unidad de cálculo en forma de un controlador de aerogenerador 6 están dispuestos dentro de la góndola 3. Además, el aerogenerador 1 comprende un dispositivo de medición 7 para la determinación de la velocidad instantánea del viento y la dirección del viento. El controlador de turbina 6 y el dispositivo de medición 7 están conectados eléctricamente entre sí. Por tanto, el controlador de aerogenerador 6 recibe continuamente la velocidad instantánea del viento y la dirección del viento desde el dispositivo de medición 7. El controlador de aerogenerador 6 también está conectado eléctricamente al otro equipo del aerogenerador 1, por ejemplo, el generador 10, el controlador de paso no mostrado de las palas de rotor 5, el freno de rotor no mostrado, el sistema de giro no mostrado, etcétera.

10

15

Un dispositivo de almacenamiento del controlador de aerogenerador 6 o el controlador de aerogenerador 6 comprende un programa o uno o varios módulos de programa con un procedimiento de control o un algoritmo de control del funcionamiento del aerogenerador 1 en particular en situaciones con alta velocidad del viento y altos niveles de turbulencia. El controlador de aerogenerador 6 se hace funcionar, entre otras cosas, con este programa de control o estos módulos de programa o este programa de control o estos módulos de programa se cargan en el controlador de aerogenerador 6 en condiciones de viento fuerte.

20

En condiciones con una alta velocidad del viento y una alta intensidad de turbulencia, la carga del viento en el aerogenerador 1 y, en particular, en las palas de rotor 5 del aerogenerador 1 aumenta considerablemente. Por lo tanto, es esencial reducir la carga de viento al aerogenerador 1, pero para evitar un apagado innecesario o demasiado pronto del aerogenerador 1. Los aerogeneradores equipados o ajustados de manera convencional a menudo se apagan como resultado de algunas ráfagas individuales bajo una velocidad media del viento ya alta, aunque muchas de ellas podrían haber mantenido el suministro eléctrico a la red porque la carga total de turbulencia puede estar bien dentro de límites seguros.

25

30

De acuerdo con el procedimiento de la invención ejecutado por el controlador de aerogenerador 6, el funcionamiento, la regulación y/o el control del aerogenerador 1 en condiciones de viento fuerte no solo se basa en una velocidad de viento media o instantánea medida por el dispositivo de medición 7, sino también de manera inventiva en la desviación de la velocidad del viento de la velocidad media del viento. Por tanto, la velocidad del viento se mide con el dispositivo de medición 7 y la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento se calcula mediante el controlador de turbina 6. Preferentemente, el controlador de turbina programado 6 calcula la desviación estándar bien definida matemáticamente de la velocidad del viento. Pero el controlador de aerogenerador 6 también puede calcular de forma iterativa una suma de desviación de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

35

40

$$D_n = C \cdot \text{núm}(V_{\text{inst},n} - V_{\text{av},n}) + (1 - C) \cdot D_{n-1} \quad (1)$$

$$V_{\text{av},n} = C \cdot V_{\text{inst},n} + (1 - C) \cdot V_{\text{av},n-1} \quad (2)$$

45 con

$D_n$  suma de desviación en el noveno paso de cálculo,

$D_{n-1}$  suma de desviación en el paso de cálculo anterior,

50

$V_{\text{av},n}$  velocidad promedio del viento en el noveno paso de cálculo,

$V_{\text{av},n-1}$  velocidad promedio del viento en el paso de cálculo anterior,

55

$V_{\text{inst},n}$  velocidad instantánea del viento en el noveno paso de cálculo,

$C$  constante que es un número entre 0 y 1 y

$\text{Núm}$  valor numérico.

60

Cuando, en el caso del presente modo de realización de la invención, la desviación estándar de la velocidad del viento o la suma de desviación  $D_n$  alcanza o excede un valor umbral elegible de la desviación, la velocidad de rotación máxima del rotor y/o la energía eléctrica máxima emitida a la red del aerogenerador 1 se reducen de los valores nominales en función de la desviación estándar de la velocidad del viento o de la suma de desviación  $D_n$ .

Como resultado de esta reducción de la velocidad de rotación del rotor y/o de la energía eléctrica producida, la carga de viento al aerogenerador 1 se reduce, pero el aerogenerador 1 aún está en funcionamiento. Al usar la desviación estándar de la velocidad del viento o la desviación, pueden evitarse una reducción demasiado temprana de la velocidad de rotación del rotor y/o de la energía eléctrica emitida desde los valores nominales, un apagado demasiado temprano y/o un apagado innecesario del aerogenerador 1. La determinación o definición de un valor umbral adecuado puede ser el resultado de consideraciones teóricas, por ejemplo, la aplicación de simulaciones por ordenador o de mediciones de campo empíricas que aplican transductores, por ejemplo acelerómetros 8 y/o extensómetros 9, por ejemplo unidos a las palas de rotor 5 durante un proceso de ajuste y conectadas eléctricamente al controlador de aerogenerador 6. Sobre la base de los valores del transductor, la carga de viento de las palas de rotor 5, por ejemplo, en forma de aceleración o el momento de flexión de las palas del rotor 5 puede determinarse o considerarse por el controlador de aerogenerador 6 bajo diferentes condiciones de viento y puede compararse con la desviación estándar simultánea calculada de la velocidad del viento o de la suma de desviación. Sobre la base de esta comparación, se puede determinar, definir o elegir un valor umbral adecuado.

Además, la relación funcional de la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento y a la reducción de la velocidad de rotación del rotor y/o a la reducción de la energía eléctrica a la red puede ser el resultado de consideraciones teóricas y/o mediciones empíricas teniendo en cuenta la relación entre la desviación de la velocidad del viento y la velocidad promedio del viento y la carga del viento en el aerogenerador.

La FIG. 3 muestra, a modo de ejemplo, la línea característica de la velocidad de rotación del rotor y la línea característica de la energía eléctrica emitida del aerogenerador 1 en cada caso en función de la desviación estándar de la velocidad del viento o, alternativamente, en función de la suma de desviación respectivamente, en particular cuando la desviación de la velocidad del viento respecto de la velocidad promedio del viento alcanza o supera el valor umbral definido. En el caso del presente modo de realización, la velocidad de rotación del rotor y la energía eléctrica emitida se reducen continuamente. Pero la reducción también puede ser gradual.

De acuerdo con un desarrollo adicional de la invención, al menos un valor de carga o factor de daño se determina, por ejemplo, en función de parámetros meteorológicos relevantes que incluyen como mínimo la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento, en particular la desviación estándar de la velocidad del viento, y también puede incluir el valor medio de la velocidad del viento, la desviación de la dirección del viento con respecto a la dirección promedio del viento, en particular la desviación estándar de la dirección del viento y, si corresponde, otros parámetros meteorológicos relevantes.

Cuando, en el caso del presente modo de realización de la invención, el valor de carga alcanza o supera un valor de carga umbral elegible, la velocidad de rotación máxima del rotor y/o la energía eléctrica máxima emitida del aerogenerador 1 se reducen de los valores nominales en función del valor de carga. La reducción de la velocidad de rotación del rotor y/o la energía eléctrica emitida en función del valor de carga puede ser continua como se muestra en la FIG. 3 o gradual. De una manera comparable a la mencionada anteriormente, la velocidad de rotación del rotor y/o la energía eléctrica emitida a la red del aerogenerador 1 y, por tanto, la carga de viento en el aerogenerador 1 se reducen, pero el aerogenerador 1 aún está en funcionamiento. Como consecuencia, se puede evitar una reducción demasiado temprana de la velocidad de rotación del rotor y/o de la energía eléctrica emitida desde los valores nominales, un apagado demasiado temprano y/o un apagado innecesario del aerogenerador 1.

La relación del valor de carga y al menos un parámetro meteorológico se puede determinar por adelantado como resultado de simulaciones aeroelásticas o mediciones de carga. Basándose en los valores de medición adquiridos por los transductores como los acelerómetros 8 y/o los extensores 9, la carga de viento de las palas de rotor 5, por ejemplo, en forma de la aceleración o del momento de flexión de las palas de rotor 5, puede determinarse o considerarse por el controlador de aerogenerador 6 bajo diferentes condiciones de viento y puede compararse con los parámetros meteorológicos simultáneos determinados derivados de los valores de medición del dispositivo de medición 7. Por tanto, se pueden determinar diferentes valores de carga en relación con al menos un parámetro meteorológico o el valor de carga se puede determinar en función de al menos un parámetro meteorológico. La relación también puede ser el resultado de un proceso de autoajuste o aprendizaje realizado por el controlador de aerogenerador 6. En la práctica, el controlador de aerogenerador 6 puede comprender, por ejemplo, una tabla de consulta en la que un cierto valor de carga pertenezca a un determinado parámetro meteorológico o a una determinada tupla o combinación de diferentes parámetros meteorológicos, como la desviación estándar de la velocidad del viento, el valor medio de la velocidad del viento, la desviación estándar de la dirección del viento y, opcionalmente, otros parámetros meteorológicos que describan la variabilidad del viento.

La determinación o definición de un valor de carga umbral adecuado puede ser nuevamente el resultado de consideraciones teóricas, por ejemplo, la aplicación de simulaciones por ordenador o de mediciones de campo empíricas.

Además, la relación funcional entre el valor de carga y la reducción de la velocidad de rotación del rotor y/o la reducción de la energía eléctrica emitida a la red puede ser el resultado de consideraciones teóricas y/o mediciones de campo empíricas.

- 5 La reducción de la velocidad de rotación del rotor y/o la reducción de la energía eléctrica emitida a la red del aerogenerador 1 se puede lograr mediante un cambio del ángulo de inclinación de la pala de las palas de rotor 5. El control de paso se efectúa mediante el controlador de aerogenerador 6 o mediante un controlador de paso en comunicación con el controlador de aerogenerador 6.
- 10 Generalmente, los transductores en forma de acelerómetros 8 y los extensores 9 solo están unidos a las palas de rotor 5 durante un proceso de ajuste o aprendizaje para recopilar valores de carga de referencia. Durante el funcionamiento normal de un aerogenerador, ningún transductor está unido a las palas de rotor.
- 15 La invención tiene la ventaja de que la reducción de la velocidad de rotación del rotor de un aerogenerador y/o la energía eléctrica emitida de un aerogenerador a la red en condiciones de viento fuerte se basa no solo en la velocidad del viento sino en la desviación de la velocidad del viento desde la velocidad promedio del viento y opcionalmente en otros parámetros meteorológicos que afectan directamente la carga del viento. La invención evita que, en una región independiente, los aerogeneradores o los aerogeneradores de un parque eólico se apaguen al mismo tiempo. Esto aumentará los límites para la máxima penetración de la energía eólica en la red y reducirá la demanda de energía de respaldo en la red. La energía total o la energía emitida del aerogenerador a la red aumentará porque hay menos situaciones de apagado total a altas velocidades del viento.
- 20

## REIVINDICACIONES

1. Procedimiento de funcionamiento de un aerogenerador (1), en donde, para reducir la carga del viento que impacta en el aerogenerador (1), la velocidad de rotación del rotor (4, 5) y/o la energía eléctrica emitida del aerogenerador (1) se reducen dependiendo de al menos una desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento, que comprende los pasos adicionales de medir la velocidad del viento y determinar la velocidad promedio del viento, y calcular la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento, **caracterizada por que:** la velocidad de rotación del rotor (4, 5) y/o la energía eléctrica emitida del aerogenerador (1) se reducen en función de la desviación de la velocidad del viento de la velocidad promedio del viento, cuando la desviación de la velocidad del viento desde la velocidad promedio del viento alcanza o supera un valor umbral.
2. Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, en donde la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento se determina como una desviación estándar.
3. Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, en donde la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento se determina iterativamente teniendo en cuenta la velocidad promedio del viento y la velocidad instantánea del viento.
4. Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1 o 3, en donde la desviación de la velocidad del viento con respecto a la velocidad promedio del viento se determina de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$D_n = C \cdot \text{núm}(V_{\text{inst},n} - V_{\text{av},n}) + (1 - C) \cdot D_{n-1} \quad (1)$$

$$V_{\text{av},n} = C \cdot V_{\text{inst},n} + (1 - C) \cdot V_{\text{av},n-1} \quad (2)$$

con

$D_n$  suma de desviación en el noveno paso de cálculo,

$D_{n-1}$  suma de desviación en el paso de cálculo anterior,

$V_{\text{av},n}$  velocidad promedio del viento en el noveno paso de cálculo,

$V_{\text{av},n-1}$  velocidad promedio del viento en el paso de cálculo anterior,

$V_{\text{inst},n}$  velocidad instantánea del viento en el noveno paso de cálculo,

C constante que es un número entre 0 y 1 y

núm. valor numérico.

5. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 4, en donde la velocidad de rotación del rotor (4, 5) y/o la salida de energía eléctrica se reducen en consideración de al menos un parámetro meteorológico adicional.
6. Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 5, en donde el al menos un parámetro meteorológico adicional es la desviación de la dirección del viento con respecto a la dirección promedio del viento.
7. Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 6, en donde la desviación de la dirección del viento con respecto a la dirección promedio del viento se determina como una desviación estándar.
8. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 7, en donde se determina al menos un valor de carga.
9. Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 8, en el que la relación del valor de carga y al menos un parámetro meteorológico se determina mediante simulación y/o medición de campo de la carga.
10. Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 8 o 9, en el que la relación del valor de carga y al menos un parámetro meteorológico se determina en un proceso de ajuste basándose en al menos un valor de medición adquirido por al menos un transductor (8, 9).
11. Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 10, en el que el transductor es un acelerómetro (8) o un extensómetro (9).

- 5
- 10
12. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 8 a 11, en el que la velocidad de rotación del rotor (4, 5) y/o la energía eléctrica de salida del aerogenerador (1) se reducen, cuando el valor de carga alcanza o supera una carga de valor umbral.
  13. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 8 a 12, en el que la velocidad de rotación del rotor (4, 5) y/o la energía eléctrica emitida del aerogenerador (1) se reducen en función del valor de carga.
  14. Turbina eólica que comprende una unidad de cálculo (6) configurada para ejecutar uno de los procedimientos de las reivindicaciones 1 a 13.

FIG 1

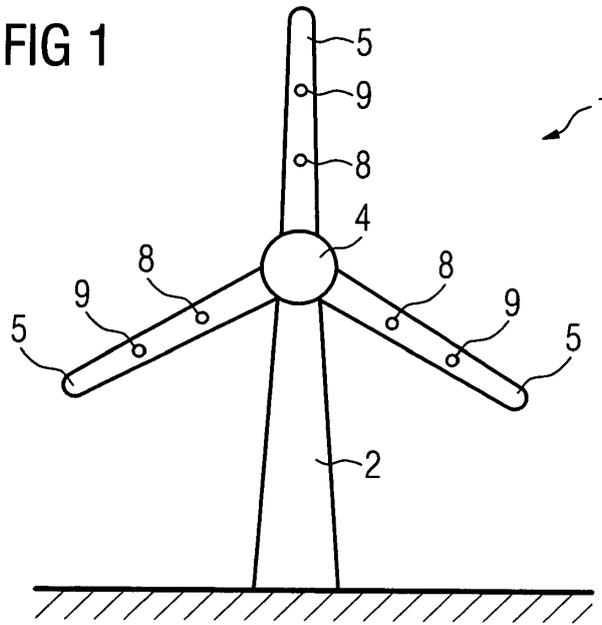


FIG 2

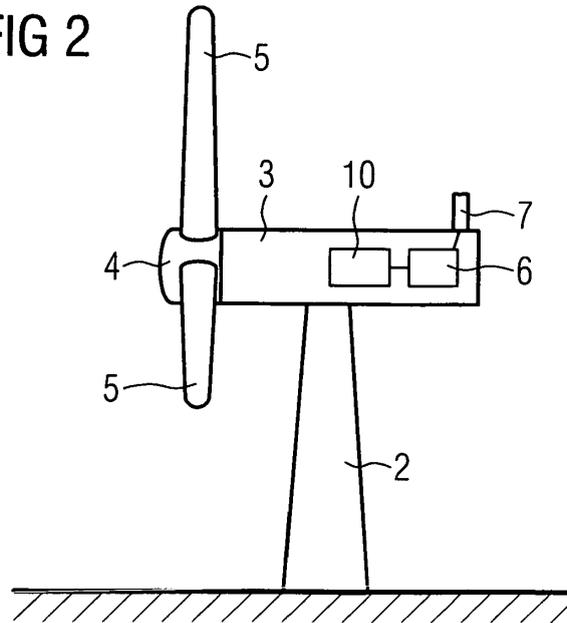


FIG 3

