

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 928 695**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 17/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **11.05.2018** **E 18382325 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **20.07.2022** **EP 3567245**

54 Título: **Operación de turbina eólica**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la
traducción de la patente:
22.11.2022

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

PICARD, THOMAS y
CANAL VILA, MARC

74 Agente/Representante:

DE ROOIJ, Mathieu Julien

ES 2 928 695 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

Operación de turbina eólica

- 5 **[0001]** La presente divulgación se refiere a los procedimientos para operar turbinas eólicas y a turbinas eólicas adecuadas para dichos procedimientos.

ANTECEDENTES

- 10 **[0002]** Las turbinas eólicas modernas se utilizan habitualmente para suministrar electricidad a la red eléctrica. Las palas de las turbinas eólicas suelen estar unidas, por una porción de raíz de pala, a un buje de rotor, ya sea directamente o a través de un extensor, es decir, un elemento cilíndrico dispuesto entre la porción de raíz de pala y el buje para aumentar el diámetro de la zona de barrido del rotor. El rotor se pone en rotación bajo la influencia del viento sobre las palas. La rotación del eje de rotor acciona el rotor de generador directamente ("accionamiento directo") o mediante el uso de una caja de engranajes. La operación del generador produce la electricidad que se suministra a la red eléctrica.

- 15 **[0003]** Una turbina eólica de velocidad variable puede controlarse normalmente variando el par de generador y el ángulo de pitch de las palas. Como resultado, variará el par aerodinámico, la velocidad de rotor y la potencia eléctrica.

- 20 **[0004]** Una estrategia de control común en la técnica anterior de una turbina eólica de velocidad variable se describe con referencia a la figura 3, que representa una curva comúnmente conocida como "curva de potencia" que describe la operación en función de la velocidad de viento predominante. En la figura 3, se ilustra la operación de una turbina eólica típica de velocidad variable en términos del ángulo de pitch (β), la potencia eléctrica generada (P), el par de generador (M) y la velocidad rotacional de rotor (ω), en función de la velocidad de viento.

- 25 **[0005]** Aunque la velocidad del viento se determina normalmente de forma indirecta mediante la determinación de la velocidad rotacional de rotor, por ejemplo, midiendo la velocidad rotacional de generador, puede considerarse que el control se lleva a cabo en función de la velocidad de viento. Basándose, por ejemplo, en la velocidad rotacional de generador, el control puede llevarse a cabo variando el par de generador y/o el ángulo de pitch de las palas.

- 30 **[0006]** En un primer intervalo operativo ("operational range"), desde la velocidad de conexión hasta una primera velocidad del viento (por ejemplo, aproximadamente 5 o 6 m/s), el rotor puede ser controlado para que gire a una velocidad sustancialmente constante que sea lo suficientemente alta como para poder controlarlo con precisión. La velocidad de conexión puede ser, por ejemplo, de aproximadamente 3 m/s.

- 35 **[0007]** En un segundo intervalo de operación, desde la primera velocidad del viento (por ejemplo, aproximadamente 5 o 6 m/s) hasta una segunda velocidad del viento (por ejemplo, aproximadamente 8,5 m/s), el objetivo es generalmente maximizar la potencia manteniendo constante el ángulo de pitch de las palas para captar la máxima energía. En general, en el segundo intervalo de operación, el ángulo de inclinación de las palas puede ser sustancialmente constante, mientras que para lograr el objetivo de máxima energía, el par del generador y, por tanto, la velocidad de rotor pueden variar para mantener constante el coeficiente de velocidad específica λ (velocidad tangencial de punta de pala del rotor dividida por la velocidad del viento predominante) para maximizar el coeficiente de potencia C_p .

- 40 **[0008]** Con el fin de maximizar la potencia y mantener C_p constante en su valor máximo, el par del rotor puede, por ejemplo, fijarse de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$T = k \cdot \omega^2$$
 donde k es una constante, y ω es la velocidad rotacional de generador. En una turbina eólica de accionamiento directo, la velocidad del generador es sustancialmente igual a la velocidad del rotor. En una turbina eólica con caja de engranajes, normalmente existe una relación sustancialmente constante entre la velocidad del rotor y la del generador.

- 45 **[0009]** Esto significa que, manteniendo la velocidad específica λ en un valor óptimo constante, el coeficiente de potencia C_p puede optimizarse en este intervalo de operación. Por ello, las palas de turbinas eólicas suelen estar diseñadas especialmente para su operación en este intervalo.

- 50 **[0010]** En un tercer intervalo de operación, que comienza al alcanzar la velocidad nominal (rotacional) de rotor y se extiende hasta alcanzar la potencia nominal, la velocidad del rotor puede mantenerse constante y el par del generador puede variar a tal efecto. En términos de velocidad del viento, este tercer intervalo de operación se extiende sustancialmente desde la segunda velocidad del viento hasta la velocidad nominal del viento, por ejemplo, desde aproximadamente 8,5 m/s hasta aproximadamente 11 m/s.

- 55 **[0011]** En un cuarto intervalo de operación, que puede extenderse desde la velocidad nominal del viento hasta la velocidad de desconexión (por ejemplo, de aproximadamente 11 m/s a 25 m/s), las palas pueden girar ("pitch")

para mantener sustancialmente constante el par aerodinámico entregado por el rotor. En la práctica, el pitch puede accionarse de forma que se mantenga la velocidad del rotor sustancialmente constante. A la velocidad de desconexión del viento, la operación de la turbina eólica se interrumpe.

[0012] En el primer, segundo y tercer intervalo de operación, es decir, a velocidades del viento inferiores a la velocidad nominal (la zona de operación sub-nominal), las palas pueden mantenerse en una posición de pitch constante, concretamente la "posición de pitch inferior a nominal". Dicha posición de pitch por defecto puede ser generalmente cercana a un ángulo de pitch de 0° . Sin embargo, el ángulo de pitch exacto en condiciones "por debajo de nominal" depende del diseño completo de la turbina eólica.

[0013] El ejemplo de operación antes descrito puede traducirse en una denominada curva de potencia, como la que se muestra en la figura 3. Dicha curva de potencia puede reflejar la operación óptima de la turbina eólica en estado estacionario y en condiciones ideales de diseño, es decir, las curvas de operación teóricas/de diseño para el ángulo de pitch (β), la velocidad rotacional de rotor (ω), la potencia eléctrica generada (P) y el par del generador (M) en condiciones estacionarias, en función de la velocidad del viento.

[0014] En la zona de operación supra-nominal de acuerdo con este ejemplo de operación, es decir, a velocidades de viento iguales o superiores a la velocidad nominal del viento, de manera deliberada, no se capta la energía máxima disponible en la corriente de viento. Es decir, las palas se pitchean activamente hacia una posición en la que "captan" menos viento y generan menos par motor del posible. Esto se hace principalmente para limitar las cargas estructurales de la turbina eólica.

[0015] En algunos ejemplos, las turbinas eólicas pueden controlarse utilizando diferentes curvas de potencia, lo que da lugar a diferentes controles de pitch y de generador.

[0016] Las palas de turbinas eólicas se diseñan normalmente para que las condiciones aerodinámicas sean óptimas, con el fin de optimizar el rendimiento de la turbina eólica para la máxima generación de electricidad. Sin embargo, además de las cargas operativas, las palas de las turbinas eólicas también están sometidas a una gran variedad de condiciones ambientales duras, que incluyen especialmente condiciones de partículas abrasivas como (pero no limitadas a) gotas de lluvia, partículas de polvo, partículas de arena, insectos, sal (especialmente en las turbinas eólicas marinas) y/o otras sustancias. Estas partículas abrasivas que inciden sobre la superficie de pala, en particular sobre el borde de ataque de pala, pueden tener un efecto adverso sobre ella provocando el desgaste de la superficie de pala, en particular de su borde de ataque. Proteger el borde de ataque de una pala con un denominado protector de borde de ataque es conocido. Sin embargo, durante la operación, el protector de borde de ataque también puede erosionarse y desgastarse gradualmente.

[0017] Las palas deterioradas o erosionadas tienden a generar menos sustentación y más resistencia, lo que disminuye la eficiencia de la turbina eólica. En particular, la rugosidad en el borde de ataque puede provocar una transición temprana del flujo laminar a turbulento, es decir, mientras que una capa límite laminar se dispondría alrededor de una sección de pala no erosionada a lo largo de una parte significativa de la cuerda, una sección de pala erosionada o corroída podría tener una capa límite turbulenta para la misma velocidad del viento y el mismo ángulo de ataque. Esto puede reducir la sustentación máxima que puede obtenerse. Así, la curva del coeficiente de sustentación puede tener una pendiente reducida a partir de un determinado ángulo de ataque. Así, la sustentación se reduce para un ángulo de ataque determinado y la resistencia puede aumentar debido a un mayor rozamiento cuando las palas están corroídas o erosionadas, lo que es más extremo en las turbinas eólicas marinas. Otro efecto es que el flujo aerodinámico alrededor de la pala es más propenso a separarse. Así, la entrada en pérdida aerodinámica puede producirse a ángulos de ataque más bajos de lo esperado. Dicho de otro modo, una pala erosionada puede tener una velocidad rotacional máxima limitada, lo que limita su potencia. Esto significa que, como consecuencia de la erosión en las palas, puede producirse una pérdida de producción de potencia.

[0018] Se sabe que los coeficientes de sustentación y resistencia de una turbina eólica pueden variar en función del ángulo de ataque de una sección de pala. Por lo general, el coeficiente de sustentación (signo de referencia 21 de la figura 4) aumenta hasta un determinado máximo en el llamado ángulo de ataque crítico 23. Este ángulo de ataque crítico 23 también se denomina a veces ángulo de entrada en pérdida. El coeficiente de resistencia (signo de referencia 22) puede ser generalmente bastante bajo y comienza a aumentar de forma importante cerca del ángulo de ataque crítico 23. Este rápido cambio en el comportamiento aerodinámico de un perfil o sección de pala suele estar relacionado con el fenómeno de que el flujo aerodinámico alrededor del perfil (o sección de pala) no es capaz de seguir el contorno aerodinámico y el flujo se separa del perfil. La separación provoca una estela de flujo turbulento, que reduce la sustentación de un perfil y aumenta significativamente la resistencia.

[0019] Las curvas exactas del coeficiente de sustentación y del coeficiente de resistencia pueden variar significativamente en función del perfil aerodinámico elegido. Sin embargo, en general, independientemente del perfil aerodinámico elegido, se puede encontrar una tendencia al aumento de la sustentación hasta el ángulo de ataque crítico y también un rápido aumento de la resistencia después del ángulo de ataque crítico.

[0020] De este modo, puede entenderse que, al aumentar el ángulo de ataque, el coeficiente de sustentación del

perfil aumenta, hasta la "entrada en pérdida". Si el ángulo de ataque aumenta aún más, el coeficiente de sustentación se reduce. Durante la operación, cuando las palas se erosionan, por ejemplo, el coeficiente de sustentación del perfil comienza a "aplanarse" antes de alcanzar la condición de "entrada en pérdida". Esto reduce la eficiencia de la turbina eólica, lo que se traduce en una pérdida de producción de potencia. Las palas, y en particular los bordes de ataque de palas, pueden protegerse con protectores de bordes de ataque (LEP). El documento US2017/0314532 describe cubiertas de protectoras de bordes de ataque fabricadas con materiales de poliuretano. Sin embargo, en condiciones ambientales duras, incluso estos protectores se corroen, lo que provoca, por ejemplo, limitaciones en la velocidad tangencial de la punta (por ejemplo, hasta 90 m/s), lo que implica caídas en la producción anual de energía (AEP).

[0021] Las LEP pueden repararse, pero, la sustitución o reparación de las LEP *in situ* durante la vida útil de la turbina eólica, es una tarea bastante complicada y costosa, sobre todo en el caso de las turbinas eólicas marinas.

[0022] Los documentos US 2003/165379 y EP 3 088 733 describen el control de la velocidad del rotor de una turbina eólica según el estado de riesgo de erosión de las palas o según el daño por erosión de una pala.

[0023] Por lo tanto, sigue existiendo la necesidad de mejorar los procedimientos de operación de una turbina eólica que aumenten la eficiencia global de la misma.

RESUMEN

[0024] De acuerdo con un primer aspecto, se proporciona un procedimiento para operar una turbina eólica de velocidad variable en función de la velocidad del viento. La turbina eólica tiene un rotor con una pluralidad de palas y un generador. El generador tiene una velocidad de diseño de rotor, que varía para seguir una curva teórica de velocidad del rotor que describe la velocidad rotacional de rotor en función de la velocidad del viento. El procedimiento comprende determinar una condición de riesgo de erosión de una o más de las palas, y determinar daño por erosión acumulado a lo largo del tiempo. El procedimiento comprende además cambiar la velocidad rotacional de rotor a partir de la velocidad de diseño de rotor en función de la condición de riesgo de erosión determinada y del daño por erosión acumulado determinado. Según este aspecto, la velocidad rotacional de rotor puede variarse cuando se detecta una condición de riesgo de erosión de una pala y considerando además el daño por erosión acumulado a lo largo del tiempo en al menos una pala. Esto significa que la velocidad rotacional de rotor ya no sigue necesariamente su curva de velocidad teórica/diseñada de estado estable, sino que tiene en cuenta el hecho de que, por ejemplo, puede haber condiciones ambientales duras y que una o más palas pueden estar ya erosionadas en cierta medida.

[0025] De este modo, se pueden reducir o al menos retrasar el daño por erosión (adicionales) adaptando la velocidad de giro del rotor. Además, cuando no hay riesgo de erosión y/o cuando no hay daño acumulado por la erosión (o son muy escasos), esta información puede tenerse en cuenta para adaptar la velocidad del rotor, por ejemplo, para aumentar la velocidad del rotor en función de las circunstancias para potencialmente captar más potencia sin afectar a la vida útil de la turbina eólica ni al tiempo de inactividad. Se puede realizar un control preciso de la erosión teniendo en cuenta tanto las condiciones ambientales como el estado real de la superficie de pala (del borde de ataque).

[0026] En otro aspecto, se proporciona un procedimiento para operar una turbina eólica de velocidad variable en función de la velocidad del viento. La turbina eólica tiene un rotor con una pluralidad de palas y un generador. El generador tiene una curva de velocidad rotacional teórica de rotor que describe la velocidad rotacional teórica de rotor en función de la velocidad del viento en estado estacionario. La operación de la turbina eólica comprende una zona de operación sub-nominal para velocidades de viento inferiores a una velocidad nominal, y una zona de operación supra-nominal para velocidades de viento iguales o superiores a la velocidad nominal. La zona de operación sub-nominal comprende un primer intervalo de operación que se extiende desde una velocidad de conexión hasta una primera velocidad de viento, un segundo intervalo de operación que se extiende desde la primera velocidad de viento hasta una segunda velocidad de viento, y un tercer intervalo de operación que se extiende desde la segunda velocidad de viento hasta la velocidad nominal de viento. El procedimiento comprende la operación de la turbina eólica siguiendo una curva de potencia teórica que describe la operación de la turbina eólica en función de la velocidad de viento en estado estacionario, y la comprobación de si existe una condición de riesgo de erosión. En caso de que se detecte una condición de riesgo de erosión, el procedimiento comprende reducir la velocidad de rotor a una velocidad rotacional inferior a su velocidad rotacional teórica. El procedimiento comprende además, en el tercer intervalo de operación, en caso de que no se detecte riesgo de erosión, aumentar la velocidad de rotor a una velocidad rotacional que sea más rápida que su velocidad teórica rotacional.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0027] A continuación, se describirán ejemplos no limitantes de la presente divulgación, con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

La figura 1 ilustra una vista en perspectiva de un ejemplo de turbina eólica;

La figura 2 ilustra una vista interna simplificada de un ejemplo de la góndola de la turbina eólica de la figura 1;
 La figura 3 muestra una curva de potencia típica de una turbina eólica;
 La figura 4 muestra de forma muy general cómo pueden variar el coeficiente de sustentación y el coeficiente de resistencia en función del ángulo de ataque de una sección de pala;
 La figura 5 muestra una comparación de las curvas de producción anual de energía (AEP) para ejemplos de procedimientos según la presente divulgación; y
 La figura 6 muestra el porcentaje de AEP generado en el tiempo para una turbina eólica con y sin LEP que opera siguiendo su curva teórica; y
 La figura 7 muestra el porcentaje de AEP de la turbina eólica de la figura 6, con y sin LEP operando según los procedimientos aquí divulgados.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LOS EJEMPLOS

[0028] A continuación, se hará referencia en detalle a los ejemplos, uno o más de los cuales se ilustran en los dibujos. Cada ejemplo se proporciona a modo de explicación de la divulgación, no de limitación de la misma. De hecho, será evidente para los expertos en la materia que pueden realizarse diversas modificaciones y variaciones sin apartarse del alcance de la invención. Por ejemplo, las características ilustradas o descritas como parte de un ejemplo pueden utilizarse con otro ejemplo para obtener otro ejemplo más. Por lo tanto, se pretende que la presente divulgación abarque las modificaciones y variaciones que entren en el ámbito de las reivindicaciones adjuntas.

[0029] La figura 1 ilustra una vista en perspectiva de un ejemplo de turbina eólica 160. Como se muestra, la turbina eólica 160 incluye una torre 170 que se extiende desde una superficie de apoyo 150, una góndola 161 montada en la torre 170 y un rotor 115 acoplado a la góndola 161. El rotor 115 incluye un buje giratorio 110 y al menos una pala de rotor 120 acoplada y que se extiende hacia el exterior desde el buje 110. En particular, en el ejemplo de la figura 1, el rotor 115 incluye tres palas 120. Sin embargo, en ejemplos alternativos, el rotor 115 puede incluir más o menos palas de rotor. Cada pala de rotor 120 puede estar espaciada alrededor del buje 110 para facilitar la rotación del rotor 115 y permitir que la energía cinética se transfiera del viento a energía mecánica utilizable y, posteriormente, a energía eléctrica. Por ejemplo, el buje 110 puede estar acoplado de forma rotativa a un generador eléctrico 162 (figura 2) situado dentro de la góndola 161 para permitir la producción de energía eléctrica.

[0030] La figura 2 ilustra una vista interna simplificada de un ejemplo de la góndola 161 de la turbina eólica 160 de la figura 1. Como se muestra, el generador 162 está dispuesto dentro de la góndola 161. En general, el generador 162 puede estar acoplado al rotor 115 de la turbina eólica 160 para generar potencia eléctrica a partir de la energía rotacional generada por el rotor 115. En este ejemplo, el rotor 115 incluye un eje principal 163 acoplado al buje 110 para su rotación. El generador 162 está acoplado al eje del rotor 163 de manera que la rotación del eje del rotor 163 acciona el generador 162. Además, en este ejemplo, el generador 162 incluye un eje generador 166 acoplado rotatoriamente al eje del rotor 163 a través de una caja de engranajes 164.

[0031] Además, en este ejemplo, el eje del rotor 163, la caja de engranajes 164 y el generador 162 están soportados dentro de la góndola 161 por un bastidor de soporte o bancada 165 colocado en lo alto de la torre de la turbina eólica 170. Se pueden prever otras formas de sostener el eje de rotor, la caja de engranajes y el generador dentro de la góndola.

[0032] Las palas 120 están acopladas al buje 110 con un rodamiento de pitch 100 provisto entre la pala 120 y el buje 110. El rodamiento de pitch 100 comprende un anillo de rodamiento interior y un anillo de rodamiento exterior montados de forma que ambos anillos de rodamiento puedan girar uno respecto al otro. Una pala de turbina eólica puede estar fijada al anillo de rodamiento interior o al anillo de rodamiento exterior, mientras que el buje está fijado al otro de los anillos de rodamiento interior y exterior. Así, una pala puede realizar un movimiento rotacional relativo con respecto al buje cuando se acciona un sistema de pitch 107. El sistema de pitch 107 mostrado en el ejemplo de la figura 2 comprende un piñón 108 que engrana con un engranaje anular 109 provisto en el anillo de rodamiento interior para poner en rotación la pala de la turbina eólica.

[0033] La figura 5 muestra la AEP en función del tiempo. La curva 10 muestra la AEP de una turbina eólica operada sustancialmente siguiendo sus curvas teóricas de operación. La curva 20 muestra la AEP de la turbina eólica que utiliza protectores de borde de ataque (LEP) y que es operada siguiendo sustancialmente sus curvas teóricas. La curva 30 muestra la AEP de la turbina eólica operada con un ejemplo de los procedimientos sustancialmente como los descritos anteriormente. En este ejemplo, la curva 30 muestra el comportamiento de una turbina eólica que no tiene LEP. Otros ejemplos pueden comprender turbinas eólicas que utilizan LEP y que operan con ejemplos de los procedimientos sustancialmente como los aquí descritos. En estos ejemplos, como se ha explicado anteriormente, la vida útil de los LEP se prolonga al mismo tiempo que se reducen las pérdidas de producción de energía.

[0034] Como se muestra en la figura 5, la curva 10 está formada por las secciones 11 - 15; la curva 20 está formada por las secciones 21 - 25 y la curva 30 está formada por las secciones 31 - 35.

[0035] En un periodo de tiempo inicial, P0, las secciones 11 y 31, respectivamente, correspondientes a las curvas 10 y 30, se comportan de forma sustancialmente similar y operan siguiendo las curvas teóricas. La sección 21 muestra que las turbinas eólicas con LEP producen menos energía que la producida teóricamente sin la provisión de LEP en las palas, pero la vida útil de estas palas se prolonga y las pérdidas de AEP se reducen debido a la erosión en las palas, incluso si las LEP se erosionan.

[0036] En un primer periodo, P1, se detecta una condición de riesgo de erosión, por ejemplo, lluvia. En otros ejemplos, pueden detectarse otras condiciones de riesgo de erosión. La sección 32 muestra que la turbina eólica operada con un procedimiento sustancialmente como el aquí divulgado, produce mucha menos energía (incluso podría pararse en circunstancias) durante este periodo, es decir, trabaja en un modo de operación de erosión reducida (ERO). Esto se debe a que, según los procedimientos aquí divulgados, una vez que se detecta una condición de riesgo de erosión, la velocidad del rotor varía en función de dicha condición de riesgo de erosión detectada.

[0037] Particularmente en este ejemplo, la velocidad del rotor se reduce durante este primer periodo P1. Dicho de otro modo, en los procedimientos aquí divulgados, la variación de la velocidad de rotor en función de la condición de riesgo de erosión determinada puede comprender la rotación del rotor de generador a una velocidad rotacional inferior a su velocidad rotacional de diseño (la necesaria para seguir su curva teórica de velocidad del rotor, es decir, la curva 10).

[0038] En un segundo periodo, P2, la condición de peligro ya no existe. Las secciones 33 y 13 muestran que la turbina eólica operada con un procedimiento sustancialmente como el aquí divulgado, en la sección 33, produce más energía durante este periodo que la producida por la misma turbina eólica siguiendo sus curvas teóricas, sección 13. Esto se debe a que, particularmente en este ejemplo, no se han detectado condiciones de riesgo de erosión durante este periodo P2 y se han evitado, o al menos reducido, el daño por erosión acumulado en las palas en el periodo anterior P1 que presentaban condiciones de riesgo de erosión. La velocidad del rotor en el periodo P2 es variado en función de la condición de riesgo de erosión determinada para este periodo en combinación con el daño de erosión acumulado. La velocidad del rotor en el periodo P2 puede así ser mayor que su velocidad teórica/diseño del rotor (la que sigue su curva de velocidad teórica del rotor, es decir, la curva 10) produciendo así más energía en este periodo. En ejemplos alternativos, en un periodo en el que no se detectan condiciones de riesgo de erosión y se detectan pocos o ningún daño por erosión, la velocidad del rotor puede ser igual a su velocidad teórica/diseño. Sin embargo, en estos casos, se producirá menos energía en comparación con la curva 30.

[0039] En un tercer periodo, P3, se detecta de nuevo una condición de riesgo de erosión, por ejemplo, lluvia. La sección 34 muestra de nuevo que la turbina eólica que opera con el procedimiento según los ejemplos aquí divulgados produce menos energía (en circunstancias podría incluso pararse) durante este periodo, es decir, opera en un modo de operación de erosión reducida (ERO), y se produce menos energía que la producida por la turbina eólica que sigue su curva teórica, es decir, la sección 14. En particular, en este ejemplo, en el periodo P3 una turbina eólica que opera siguiendo las curvas teóricas/diseño (es decir, la curva 10) ya ha acumulado daño por erosión (por ejemplo, debido a su operación en el primer periodo P1, es decir, la sección 12 de la curva 10). Esto hace que la pendiente de la sección 14 sea más pronunciada que la de la sección 12 cuando la turbina eólica opera siguiendo la curva teórica. En particular, en este ejemplo, la producción de energía al final de la sección 14 es incluso inferior a la producida en el modo ERO de la turbina eólica que opera siguiendo los procedimientos sustancialmente descritos anteriormente, es decir, la sección 34 de la curva 30.

[0040] En un cuarto periodo, P4, las condiciones de riesgo de erosión ya no existen. Las secciones 35 y 15 muestran que la turbina eólica que es operada con un procedimiento según un ejemplo como el aquí divulgado (sección 35), produce más energía durante este periodo que la producida por la misma turbina eólica siguiendo sus curvas teóricas (sección 15). Otro factor que se tiene en cuenta a este respecto puede ser el daño por erosión de una o varias palas. Como ya se ha mencionado, la mayor producción de potencia puede deberse en parte a que las palas de una turbina eólica que opere con los procedimientos sustancialmente descritos no hayan sufrido el mismo daño por erosión en los periodos P1 y P3. Por esta razón, las palas podrían ser aerodinámicamente más eficientes. Además, en el periodo P4 durante algún tiempo, la turbina eólica puede operar a una velocidad del rotor más alta (y producir más energía) en la sección 35 que la de una turbina eólica que opere siguiendo su curva teórica (sección 15). Alternativamente, en P4 la velocidad del rotor puede ser igual a su velocidad teórica/diseño.

[0041] Además, como se muestra en el ejemplo de la figura 5, una turbina eólica provista de LEP y que opera siguiendo las curvas teóricas, es decir, la curva 20) termina en el cuarto periodo P4 produciendo mayor energía (tramo 25) que la de una turbina eólica que opera siguiendo su curva teórica (tramo 15) y que no tiene LEP, porque las palas están menos erosionadas debido a la provisión de LEP. Es posible que al final del cuarto periodo P4, las palas de las turbinas eólicas que operan siguiendo su curva teórica (secciones 15 y 25) necesiten mantenimiento y/o sustitución de LEP. Mientras que, por el contrario, la vida útil de las palas de las turbinas eólicas que operan según el ejemplo descrito anteriormente se prolonga. El tiempo de inactividad de la turbina eólica puede ser limitado y se puede producir más energía.

[0042] En general, en los procedimientos aquí divulgados, la operación de una turbina eólica para seguir una curva de potencia que genere menos potencia que la curva de potencia teórica puede comprender la reducción de la velocidad del rotor a una velocidad rotacional inferior a su velocidad rotacional de diseño. Mientras que la operación de una turbina eólica para seguir una curva de potencia que genere más potencia que la curva de potencia teórica puede comprender la aceleración de la velocidad del rotor hasta una velocidad rotacional superior a su velocidad rotacional de diseño. Dicho de otro modo, en los procedimientos aquí divulgados, la variación de la velocidad del rotor en función de la condición de riesgo de erosión determinada y/o del daño de erosión determinado acumulado a lo largo del tiempo puede prever, por ejemplo, una reducción de la velocidad del rotor cuando existe una condición de riesgo de erosión detectada al mismo tiempo que puede prever, por ejemplo, un aumento de la velocidad del rotor cuando no existen condiciones de riesgo de erosión.

[0043] En algunos ejemplos, además de variar la velocidad del rotor en función de la condición de riesgo de erosión determinada y/o del daño por erosión determinado y acumulado a lo largo del tiempo, los procedimientos aquí divulgados pueden comprender además el cambio del ángulo de pitch de las palas para modificar el ángulo de ataque del flujo entrante y evitar así la entrada en pérdida.

[0044] En circunstancias, por ejemplo, cuando la turbina eólica está operando a carga parcial y la velocidad del rotor se reduce a una velocidad rotacional inferior a su velocidad rotacional de diseño, los procedimientos aquí divulgados pueden aumentar el par del generador para evitar o al menos reducir las pérdidas de potencia. Cuando se opera con carga nominal, también se puede utilizar un aumento del par de generador, al menos temporalmente.

[0045] Las figuras 6 y 7 muestran, respectivamente, el porcentaje de producción anual de energía (AEP) en función del tiempo para una turbina eólica con y sin LEP y que opera siguiendo su curva teórica y de acuerdo con los ejemplos de los procedimientos aquí divulgados.

[0046] Las curvas 1000 y 1100 muestran la AEP de una turbina eólica sin LEP, respectivamente, operada sustancialmente siguiendo las curvas teóricas de operación y con un ejemplo de los procedimientos sustancialmente como los aquí descritos. Las curvas 2000 y 2100 muestran la AEP de una turbina eólica que utiliza LEP, respectivamente, operando sustancialmente siguiendo sus curvas teóricas y con un ejemplo de los procedimientos sustancialmente como los aquí descritos.

[0047] Como puede extraerse del ejemplo mostrado en estas figuras, una AEP media obtenida operando una turbina eólica siguiendo sustancialmente sus curvas de operación teóricas es del 95%, mientras que cuando las turbinas eólicas son operadas con un ejemplo específico de un procedimiento sustancialmente como el aquí descrito, la AEP media obtenida se eleva hasta el 97%.

[0048] Además, puede extraerse de estas figuras, comparando las curvas 2000 y 2100, que la vida útil de los LEP (y, por tanto, de las superficies de palas) también se prolonga cuando las turbinas eólicas operan con ejemplos de los procedimientos sustancialmente como los descritos anteriormente. En particular, en este ejemplo, la vida útil puede ampliarse en tres años. Las referencias numéricas 2010 y 2110, respectivamente, indican el momento aproximado en el que sería necesario el mantenimiento o la sustitución de las LEP.

[0049] El detalle ampliado de la figura 6 muestra la potencia generada durante un periodo corto de tiempo, por ejemplo un mes, en relación con una curva de precipitaciones 300 en ese periodo. En este detalle, los días en los que la curva de precipitaciones 300 muestra picos 301 se activa un modo de operación de erosión reducida (ERO), pero el resto de los días se acelera la velocidad del rotor 112, sobre todo teniendo en cuenta que el daño por erosión acumulado por las palas está en niveles aceptables. Como se ha explicado anteriormente, cuando no hay un pico de precipitaciones, es decir, no se detecta ninguna condición de riesgo de erosión o, al menos, no es superior a un valor umbral y el daño por erosión acumulado determinado es aceptable, la turbina eólica puede operar a una velocidad del rotor superior a la velocidad de diseño de rotor, produciendo así más energía que la teórica. Por el contrario, cuando hay un pico o una condición de riesgo de erosión es superior al umbral o el daño de erosión acumulado ya no está dentro de los valores aceptables, la turbina eólica puede operar a una velocidad del rotor inferior a su velocidad de diseño de rotor y produce menos energía. Como se ha explicado anteriormente, un aspecto de evitar o al menos reducir la erosión de las palas en esos periodos de condiciones duras es que la vida útil de las palas se prolonga y al mismo tiempo se reducen las pérdidas de producción de energía.

[0050] En los ejemplos, los procedimientos aquí divulgados implican el cambio de la velocidad rotacional de rotor en función de la condición de riesgo de erosión determinada y de un daño de erosión determinado acumulado en el tiempo. En cualquiera de los ejemplos aquí divulgados, la determinación del daño por erosión puede comprender uno o más parámetros de acumulación de erosión indicativos del daño por erosión acumulado. Como se ha mencionado anteriormente, la provisión de daño por erosión acumulado (que puede adoptar la forma de un parámetro de acumulación de erosión) proporciona información sobre cómo está o debería estar la superficie actual de las palas, en función de las condiciones a las que ha estado expuesta la turbina eólica. Se obtiene un control más preciso, por tanto, de la operación, al considerar no sólo la condición de riesgo de erosión en tiempo real, sino también las condiciones históricas (estado actual de la superficie de las palas).

[0051] En algunos ejemplos, el parámetro de acumulación de erosión puede basarse en un registro de las condiciones de riesgo de erosión a las que ha estado expuesta la turbina eólica durante su tiempo de operación o durante su tiempo de operación desde el último mantenimiento de las palas. En un ejemplo concreto, dicho parámetro de acumulación puede basarse en el tiempo de operación desde la última sustitución de la protección del borde de ataque. En otro ejemplo, el parámetro de acumulación puede basarse en un recuento del número de incidencias de lluvia o granizo de una intensidad específica durante el tiempo de operación o el tiempo de operación desde el mantenimiento.

[0052] En algunos ejemplos, la modificación de la velocidad rotacional de rotor en función de la condición de riesgo de erosión determinada y del daño de erosión acumulado determinado puede comprender la asignación de un primer cambio de velocidad del rotor en función de la condición de riesgo de erosión determinada y la corrección del primer cambio de velocidad del rotor en función del daño de erosión acumulado determinado.

[0053] En algunos de estos ejemplos, la asignación del primer cambio de velocidad del rotor en función de la velocidad del rotor determinada puede comprender comprobar si la condición de riesgo de erosión está por encima de un umbral predefinido. En caso de un resultado positivo en la comprobación, asignar el primer cambio de velocidad de rotor puede comprender asignar una primera reducción de la velocidad de rotor.

[0054] En algunos ejemplos, corregir el primer cambio en la velocidad del rotor en función del daño de erosión acumulado determinado (o parámetro de acumulación de erosión) puede comprender comparar el parámetro de acumulación de erosión con un daño de erosión teórico acumulado a lo largo del tiempo. En caso de que el parámetro de acumulación de erosión sea inferior al daño de erosión teórico acumulado a lo largo del tiempo, corregir el primer cambio en la velocidad del rotor puede comprender asignar un aumento de velocidad (es decir, el aumento de la velocidad del rotor). Es decir, en lugar de una reducción en función del riesgo de erosión, el resultado puede ser una pequeña reducción. En algunos casos, la suma de la asignación del primer cambio de velocidad del rotor y su corrección puede ser cero, es decir, al tener en cuenta el riesgo de erosión instantáneo y la erosión acumulada, se puede mantener una velocidad del rotor de acuerdo con su valor teórico en lugar de una reducción que podría basarse únicamente en el riesgo de erosión instantáneo.

[0055] En algunos ejemplos, en caso de que el parámetro de acumulación de erosión sea superior al daño teórico por erosión acumulado a lo largo del tiempo, corregir el primer cambio de velocidad del rotor puede comprender asignar una disminución de la velocidad (es decir, la reducción de la velocidad del rotor). El resultado puede ser así una disminución más significativa de la velocidad del rotor que si sólo se tuviera en cuenta el riesgo de erosión instantáneo. La corrección del primer cambio de la velocidad del rotor en función del parámetro de acumulación de la erosión implica que el control puede considerar el daño real por la erosión y no sólo las condiciones instantáneas. Dicho de otro modo, el daño acumulado a lo largo del tiempo modifica el control en función de una condición de riesgo de erosión detectada.

[0056] A modo de ejemplo, si existe una condición de riesgo de erosión formada, por ejemplo, por polvo, salinidad y/o lluvia, un controlador de turbina eólica podría tener una asignación por defecto de reducir la velocidad del rotor, por ejemplo, del 10 al 20%. Sin embargo, si la superficie de pala sigue siendo buena (hay poco daño por erosión o menos daño por erosión de lo esperado), el controlador de turbina eólica podría asignar una reducción de la velocidad de sólo el 5%, o mantener la velocidad según una curva teórica.

[0057] Por otro lado, si la superficie de pala ya está muy dañada (por ejemplo, el LEP necesita ser sustituido en breve, o el daño de la pala está por encima de lo esperado), en lugar de una reducción del 10-20%, se puede aplicar una reducción del 30%.

[0058] En algunos ejemplos, cuando el parámetro de acumulación de erosión (o el daño de erosión acumulado determinado) es diferente del daño de erosión teórico acumulado a lo largo del tiempo, el procedimiento puede comprender además la modificación del umbral predefinido de la condición de riesgo de erosión. Esto implica el ajuste del umbral predefinido de riesgo de erosión en función del daño acumulado real y no simplemente predefinidos en función del comportamiento esperado del desgaste por erosión.

[0059] Por ejemplo, si de acuerdo con un control predefinido, se aplica una limitación de la velocidad del rotor a partir de una intensidad de lluvia o un tamaño de gota específicos, estos umbrales de tamaño de gota y/o de intensidad pueden restablecerse en vista del estado de la superficie de pala. Esto significa que se pueden utilizar reducciones menores de la velocidad de rotor en condiciones de riesgo de erosión en aquellos casos en los que el parámetro de acumulación de erosión (daño de erosión acumulado determinado) sea inferior al daño de erosión teórico acumulado en el tiempo.

[0060] En algunos ejemplos, el umbral de condición de riesgo de erosión predefinido puede calcularse simulando una pluralidad de condiciones de riesgo de erosión bajo diferentes condiciones de aire y velocidades de viento simuladas. De acuerdo con algunos de los ejemplos aquí descritos, al tener en cuenta el daño por erosión que se ha acumulado, se pueden corregir los valores que salen de las simulaciones.

[0061] En algunos ejemplos de los procedimientos sustancialmente descritos, la determinación de una condición de riesgo de erosión de una o más palas puede comprender la medición de las condiciones ambientales mediante uno o más sensores de condiciones externas. En algunos de estos ejemplos, los sensores de condiciones externas pueden seleccionarse del grupo que consiste en sensores de lluvia, sensores de polvo, sensores de humedad, sensores de temperatura o cualquier otro sensor de material aéreo. Se trata, por tanto, de una solución bastante rentable que se basa principalmente en componentes que normalmente ya están presentes en una turbina eólica o en una adaptación muy fácil en las turbinas eólicas existentes si es necesario.

[0062] En algunos ejemplos de los procedimientos sustancialmente como los descritos anteriormente, la comparación del parámetro de acumulación de erosión con un daño teórico de erosión acumulado a lo largo del tiempo puede comprender la inspección visual de una superficie de pala, particularmente de una superficie de borde de ataque de pala.

[0063] En algunos de estos ejemplos, la inspección visual de la superficie de pala puede comprender el uso de un sistema de tratamiento de imágenes, por ejemplo una cámara, para grabar o formar una imagen de la superficie de pala. Como alternativa, pueden preverse cámaras termográficas que formen una imagen mediante radiación infrarroja. En algunos de estos ejemplos, la grabación o formación de una imagen de la superficie de pala puede comprender la grabación o formación de una imagen de la superficie de borde de ataque de pala. Del procesamiento de la imagen puede derivarse un valor de un parámetro (basado, por ejemplo, en los tonos de color de la imagen) indicativo del daño por erosión. En ejemplos alternativos, la inspección visual de la superficie de pala puede ser realizada por el personal de mantenimiento que comprueba o confirma in situ la superficie de pala. El parámetro de acumulación de erosión puede tener en los ejemplos un valor binario, "daño" o "sin daño". También podrían utilizarse otras gradaciones entre "daño" y "sin daño".

[0064] Mediante la inspección visual de la superficie de pala se consigue una confirmación del estado real de erosión y/o del daño de una o más palas. Se puede realizar un seguimiento en tiempo real del procedimiento sustancialmente como el descrito anteriormente. Además, su aplicación es sencilla y rentable. Al confirmar el daño real por erosión de una o más palas, la operación de la turbina eólica se adapta a la condición de daño real.

[0065] En todos los ejemplos, la condición de riesgo de erosión detectada puede incluir la presencia de partículas abrasivas tales como (pero no limitadas a) gotas de lluvia, granizo, partículas de polvo, partículas de arena, insectos, sal (en particular para las turbinas eólicas marinas) y/o cualquier otra condición ambiental dura.

[0066] En todos los ejemplos, la velocidad del viento en estado estacionario puede medirse de diversas maneras. Podría utilizarse la tecnología LIDAR o, por ejemplo, las mediciones de la velocidad del rotor del generador. La velocidad del viento en estado estable también puede estimarse basándose en la detección de la desviación de las palas. Para ello, las palas pueden estar provistas de sensores configurados para determinar o detectar dicha desviación de las palas.

[0067] En otro aspecto, se proporciona una turbina eólica. La turbina eólica tiene un rotor con una pluralidad de palas, un generador que tiene una velocidad de diseño de rotor que varía para seguir una curva teórica de velocidad rotacional de rotor que describe la velocidad rotacional de rotor en función de la velocidad del viento en estado estacionario, uno o más sensores de condiciones externas, y un controlador configurado para llevar a cabo un procedimiento de operación de la turbina eólica en función de la velocidad del viento sustancialmente como se describe anteriormente. Es decir, un procedimiento que comprende la determinación de una condición de riesgo de erosión de las palas, y la determinación de un daño acumulado por erosión de una o más de las palas. Y el procedimiento comprende además cambiar la velocidad rotacional de rotor a partir de la velocidad de diseño de rotor en función de la condición de riesgo de erosión determinada y del daño de erosión acumulado determinado.

[0068] El daño por erosión (o parámetro de acumulación de erosión) puede determinarse para una o varias palas. Un cambio operativo puede realizarse, por ejemplo, en base a la pala con peor estado, es decir, es posible que una de las palas tenga una superficie más erosionada, ya que no todos los protectores de borde de ataque se habrán montado necesariamente y operarán exactamente igual. Una reducción de la velocidad del rotor puede basarse, en particular, en la pala que esté más erosionada. En otros ejemplos, puede utilizarse algún tipo de media del daño por erosión de las tres palas.

[0069] En algunos ejemplos, la turbina eólica puede ser una turbina eólica marina y/o una turbina eólica de accionamiento directo. Además, las turbinas eólicas que tienen una o más palas con un protector de borde de ataque también pueden operar con los procedimientos sustancialmente descritos anteriormente.

[0070] En otro aspecto, se proporciona un procedimiento de operación de una turbina eólica de velocidad variable en función de la velocidad del viento. La turbina eólica puede tener un rotor con una pluralidad de palas y un generador, en el que el generador tiene una curva de velocidad teórica rotacional de rotor que describe la velocidad teórica rotacional de rotor en función de la velocidad del viento en estado estacionario. La operación de la turbina eólica comprende una zona de operación sub-nominal para velocidades de viento inferiores a una velocidad nominal, y una zona de operación supra-nominal para velocidades de viento iguales o superiores a la velocidad

nominal. La zona de operación sub-nominal comprende un primer intervalo de operación que se extiende desde una velocidad de conexión hasta una primera velocidad del viento, un segundo intervalo de operación que se extiende desde la primera velocidad del viento hasta una segunda velocidad del viento, y un tercer intervalo de operación que se extiende desde la segunda velocidad del viento hasta la velocidad nominal del viento. El procedimiento puede comprender la operación de la turbina eólica siguiendo una curva de potencia teórica que describa la operación de la turbina eólica en función de la velocidad de viento en estado estacionario, y comprobar si existe una condición de riesgo de erosión. En caso de que se detecte una condición de riesgo de erosión, el procedimiento puede comprender reducir la velocidad de rotor a una velocidad rotacional inferior a su velocidad rotacional teórica, a fin de reducir la potencia generada. El procedimiento comprende además, en el tercer intervalo de operación, en caso de que no se detecte riesgo de erosión, aumentar la velocidad de rotor a una velocidad rotacional que sea más rápida que su velocidad rotacional teórica.

[0071] Especialmente en el tercer intervalo de operación, y en particular para las turbinas marinas, la velocidad de rotor puede estar limitada según el diseño debido a (el riesgo) de una posible erosión. En el tercer intervalo, el aumento de la velocidad rotacional puede mejorar la producción de potencia, mientras que, en otros intervalos sub-nominales, esto no es necesariamente así. En la gama supra-nominal, la potencia producida ya está en el máximo teórico.

[0072] En algunos ejemplos, el procedimiento puede comprender además la determinación de un parámetro de acumulación de erosión indicativo del daño por erosión acumulado a lo largo del tiempo, sustancialmente como se ha explicado anteriormente. En algunos de estos ejemplos, el procedimiento puede comprender además la modificación de la velocidad rotacional de rotor en función del daño por erosión acumulado, como se ha descrito anteriormente en relación con otros procedimientos divulgados en el presente documento.

[0073] En algunos ejemplos, determinar el parámetro de acumulación de erosión o determinar el daño por erosión acumulado puede comprender la inspección visual de una superficie de pala, en particular de una superficie de borde de ataque de pala, sustancialmente como se ha explicado anteriormente.

[0074] En todos los ejemplos, la condición de riesgo de erosión determinada puede comprender partículas abrasivas seleccionadas del grupo que consiste en gotas de lluvia, granizo, partículas de polvo, partículas de arena, insectos, sal y/o cualquier otra condición ambiental dura.

[0075] En otro aspecto, se proporciona un procedimiento para reequipar una turbina eólica que tiene un rotor con una pluralidad de palas, un controlador y un generador con una velocidad de diseño de rotor que varía para seguir una curva teórica de velocidad rotacional de rotor de generador que describe la velocidad rotacional de rotor en función de la velocidad de viento. El procedimiento comprende proporcionar uno o más sensores de condición externa y programar el controlador para que esté operativamente adaptado para determinar una condición de riesgo de erosión de una o más palas utilizando el sensor de condición externa. El procedimiento puede comprender además daño por erosión acumulado a lo largo del tiempo. El controlador está programado además para estar operativamente adaptado para cambiar la velocidad de rotor en función de la condición de riesgo de erosión determinada y del daño de erosión acumulado determinado.

[0076] Esta descripción escrita utiliza ejemplos para divulgar la invención, incluyendo las realizaciones preferidas, y también para permitir a cualquier persona experta en la materia practicar la invención, incluyendo la fabricación y el uso de cualquier dispositivo o sistema y la realización de cualquier procedimiento incorporado. El alcance patentable de la invención está definido por las reivindicaciones.

[0077] Si los signos de referencia relacionados con los dibujos se colocan entre paréntesis en una reivindicación, son únicamente para intentar aumentar la inteligibilidad de la misma, y no se interpretarán como una limitación del alcance de la reivindicación.

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para operar una turbina eólica de velocidad variable (160) en función de la velocidad de viento, la turbina eólica teniendo un rotor (115) con una pluralidad de palas (120) y un generador (162), en el que el generador tiene una velocidad de diseño de rotor que varía para seguir una curva teórica de velocidad de rotor que describe la velocidad rotacional de rotor en función de la velocidad de viento, y el procedimiento comprendiendo
 - determinar una condición de riesgo de erosión de las palas (120), y
 - determinar daño por erosión de una o más palas (120) acumulado a lo largo del tiempo,
 en el que el procedimiento comprende además,
 - cambiar la velocidad rotacional de rotor con respecto a la velocidad de diseño de rotor en función de la condición de riesgo de erosión determinada y del daño de erosión acumulado determinado.
2. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que el cambio de velocidad rotacional de rotor en función de la condición de riesgo de erosión determinada y del daño de erosión acumulado determinado comprende
 - asignar un primer cambio en velocidad de rotor en función de la condición de riesgo de erosión determinada, y
 - corregir el primer cambio de velocidad de rotor en función del daño por erosión acumulado determinado.
3. El procedimiento de la reivindicación 2, en el que asignar el primer cambio de velocidad de rotor en función de la condición de riesgo de erosión determinada comprende comprobar si la condición de riesgo de erosión está por encima de un umbral predefinido, y en caso de un resultado positivo en la comprobación, asignar una primera reducción de velocidad de rotor.
4. El procedimiento de la reivindicación 2 o 3, en el que corregir el primer cambio de velocidad de rotor en función del daño de erosión acumulado determinado comprende comparar el daño de erosión acumulado con un daño de erosión teórico acumulado a lo largo del tiempo, en caso de que el daño de erosión acumulado determinado sea inferior al daño de erosión teórico acumulado a lo largo del tiempo, corregir el primer cambio mediante el aumento de velocidad de rotor.
5. El procedimiento de la reivindicación 4, en el que operar la turbina eólica comprende una zona de operación sub-nominal para velocidades de viento inferiores a la velocidad nominal, comprendiendo la zona de operación sub-nominal un primer intervalo de operación que se extiende desde una velocidad de viento de conexión hasta una primera velocidad de viento, un segundo intervalo de operación que se extiende desde la primera velocidad de viento hasta una segunda velocidad de viento, y un tercer intervalo de operación que se extiende desde la segunda velocidad de viento hasta la velocidad nominal de viento, en el que el procedimiento comprende además corregir el primer cambio aumentando velocidad de rotor en el tercer intervalo de operación (III).
6. El procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones 2 - 5, en el que corregir el primer cambio de velocidad de rotor en función del daño de erosión acumulado determinado comprende comparar el daño de erosión acumulado determinado con un daño de erosión teórico acumulado a lo largo del tiempo, en caso de que el daño de erosión acumulado determinado sea mayor que el daño de erosión teórico acumulado a lo largo del tiempo, corregir el primer cambio mediante la reducción de velocidad de rotor.
7. El procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones 3 - 6, comprendiendo además comparar el daño de erosión acumulado determinado con un daño de erosión teórico acumulado a lo largo del tiempo, y en caso de que el daño de erosión acumulado determinado sea diferente del daño de erosión teórico acumulado a lo largo del tiempo, el procedimiento comprende además cambiar el umbral de condición de riesgo de erosión predefinido.
8. El procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones 3 - 7, en el que el umbral de condición de riesgo de erosión predefinido se calcula simulando una pluralidad de condiciones de riesgo de erosión bajo diferentes condiciones de aire y velocidades de viento simuladas.
9. El procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones 1 - 8, en el que la determinación de una condición de riesgo de erosión de una o más palas comprende medir o estimar las condiciones ambientales utilizando uno o más sensores de condiciones externas, más específicamente sensores de condiciones externas que se seleccionan del grupo que consiste en sensores de lluvia, sensores de polvo, sensores de humedad, sensores de temperatura o cualquier otro sensor de material en suspensión.
10. El procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones 1 - 9, en el que determinar el daño por erosión acumulado comprende la inspección visual de una superficie de pala, más concretamente de una superficie

de borde de ataque de pala.

11. El procedimiento de la reivindicación 10, en el que la inspección visual de la superficie de pala comprende utilizar un sistema de tratamiento de imágenes para registrar o formar una imagen de la superficie de pala.
12. El procedimiento de cualquiera de las reivindicaciones 1 - 11, en el que la velocidad de viento se estima basándose en la detección de desviación de pala, en particular utilizando sensores para determinar desviación de palas.
13. Una turbina eólica (160) que tiene
 - un rotor (115) con una pluralidad de palas (120),
 - un generador (162) que tiene una velocidad de diseño de rotor que varía de forma que sigue una curva teórica de velocidad de rotor que describe la velocidad rotacional de rotor en función de la velocidad de viento,
 - uno o más sensores de condiciones externas, y
 - un controlador configurado para llevar a cabo un procedimiento para operar la turbina eólica según cualquiera de las reivindicaciones 1 - 12.
14. La turbina eólica de la reivindicación 13, en la que la turbina eólica es una turbina eólica marina.
15. La turbina eólica de la reivindicación 13 o 14, comprendiendo además un sistema de tratamiento de imágenes para registrar o formar una imagen de una superficie de pala, más concretamente de una superficie de borde de ataque de pala.

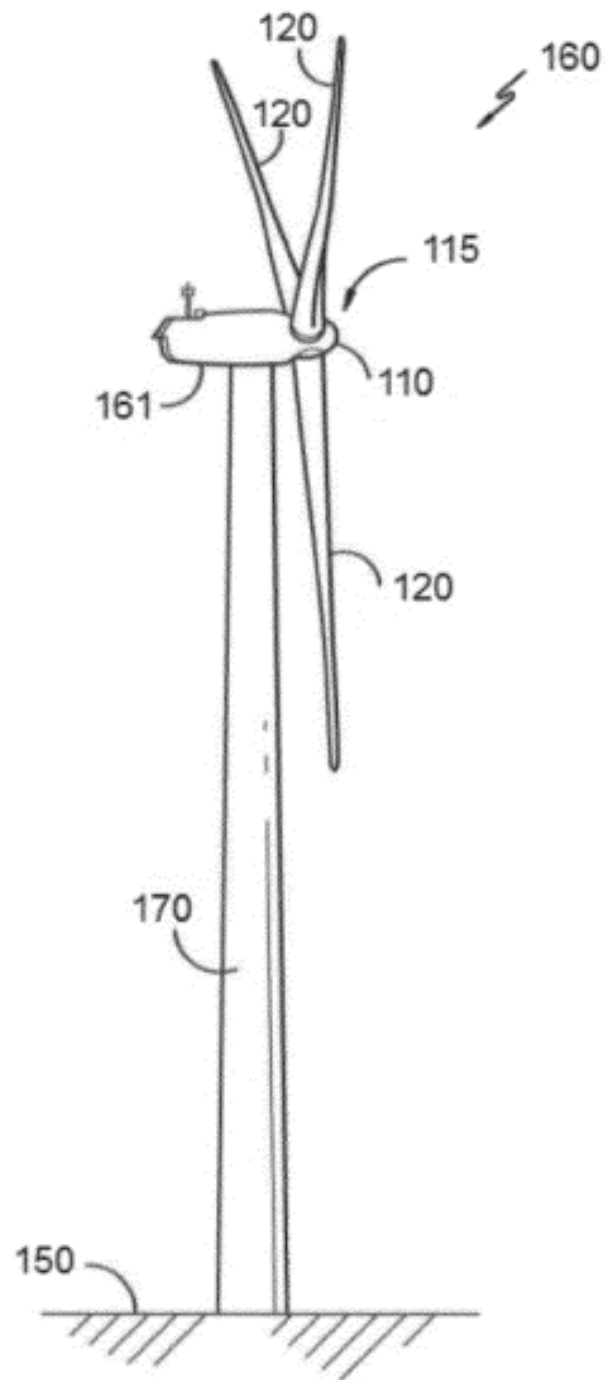


FIGURA 1

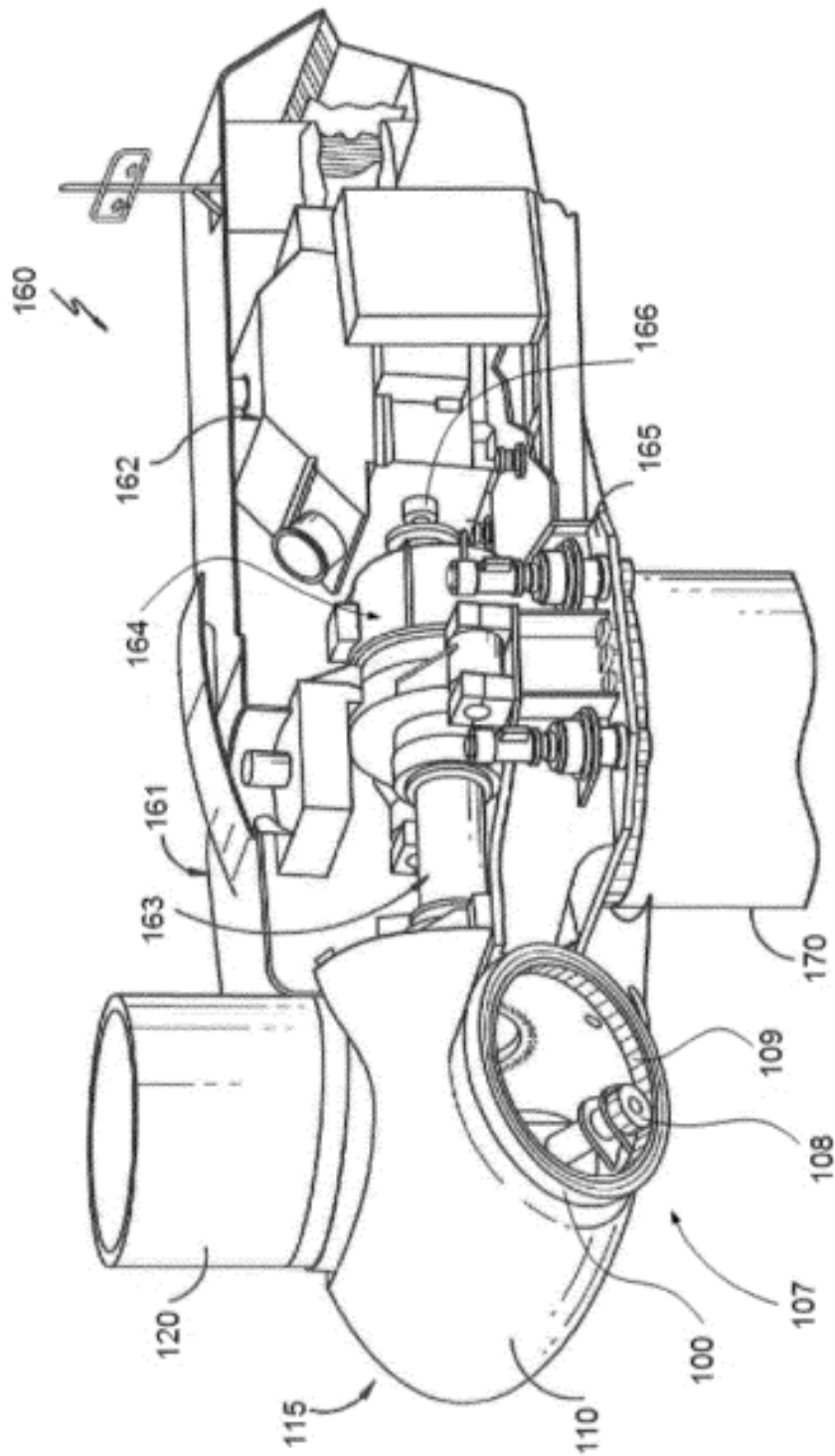


FIGURA 2

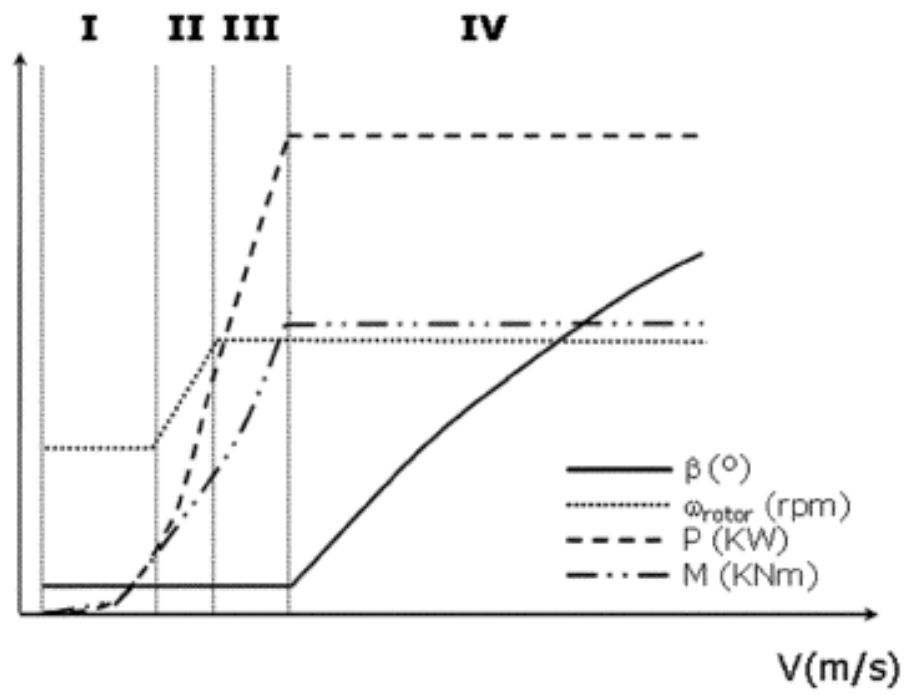


FIGURA 3 – ESTADO DE LA TÉCNICA

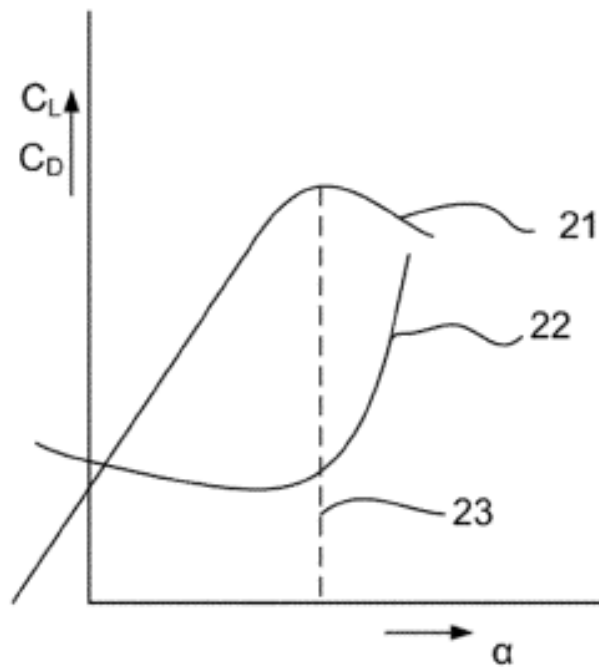


FIGURA 4 – ESTADO DE LA TÉCNICA

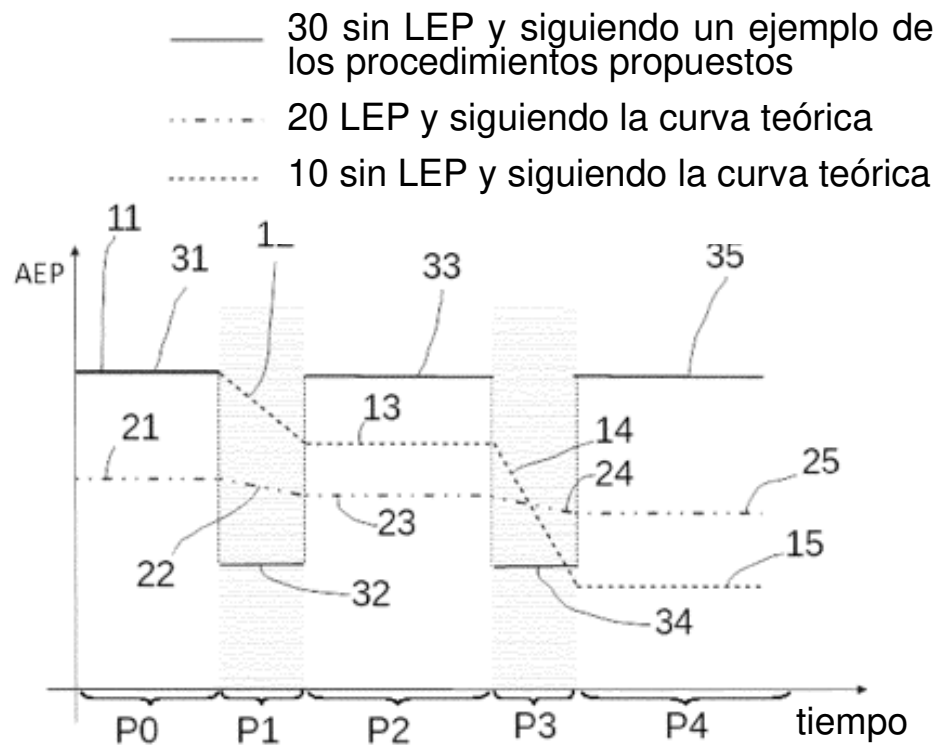


FIGURA 5

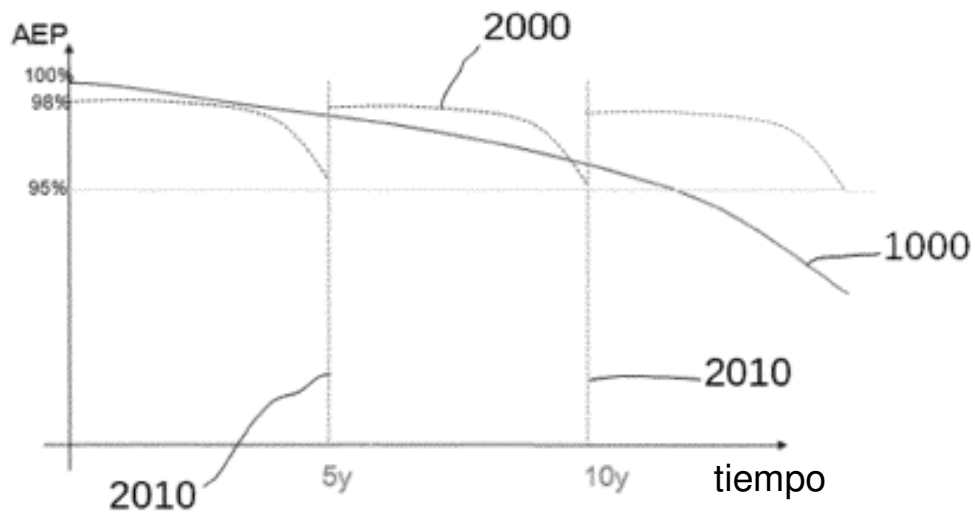


FIGURA 6

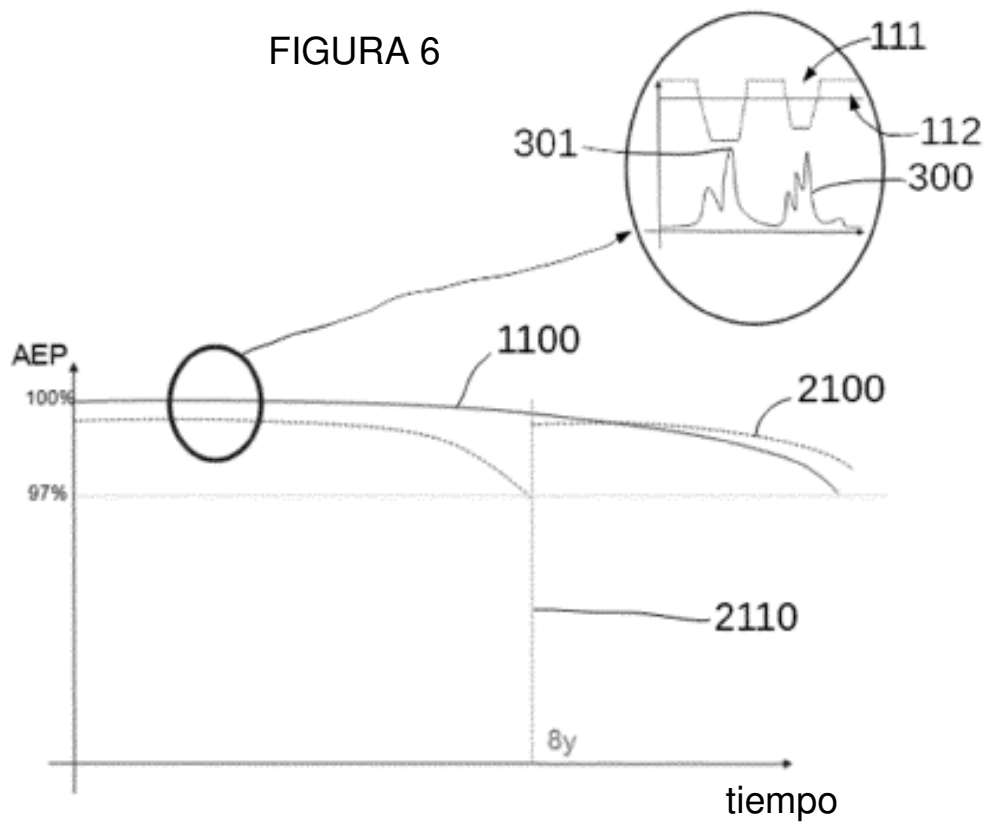


FIGURA 7