

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 683 396**

51 Int. Cl.:

F03D 17/00 (2006.01)

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: **31.03.2014 E 14382123 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **23.05.2018 EP 2927486**

54 Título: **Fatiga en turbinas eólicas**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
26.09.2018

73 Titular/es:
ALSTOM RENOVABLES ESPAÑA, S.L. (100.0%)
C/ Roc Boronat, 78
08005 Barcelona, ES

72 Inventor/es:
CARCANGIU, CARLO ENRICO y
PINEDA AMO, ISAAC

74 Agente/Representante:
CONTRERAS PÉREZ, Yahel

ES 2 683 396 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

Fatiga en turbinas eólicas

5 La presente divulgación se refiere a métodos para el funcionamiento de una turbina eólica, y más particularmente a métodos para el funcionamiento de una turbina eólica en vista del daño por fatiga en uno o más componentes de la turbina de viento. La presente divulgación se refiere además a las turbinas eólicas adecuadas para llevar a cabo este tipo de métodos.

10 Técnica anterior

Los aerogeneradores modernos son usados comúnmente para suministrar electricidad a la red eléctrica. Los aerogeneradores de este tipo generalmente comprenden un buje de rotor y una pluralidad de palas. El rotor es puesto en rotación bajo la influencia del viento en las palas. La rotación del eje del rotor acciona el rotor del
15 generador ya sea directamente ("accionado directamente") o bien a través del uso de una caja multiplicadora.

Una turbina eólica de velocidad variable puede ser típicamente controlada variando el par motor del generador y el ángulo de paso de las palas. Como resultado, el par aerodinámico, la velocidad del rotor y la potencia eléctrica generada variarán.
20

Una estrategia de control común en la técnica anterior de una turbina eólica de velocidad variable puede ser descrita con referencia a la figura 1a. En la figura 1a, la operación de una turbina eólica típica de velocidad variable se ilustra en términos de ángulo de paso (β), la energía eléctrica generada (P), el par del generador (M) y la velocidad de rotación del rotor (ω), como una función de la velocidad del viento.
25

En un primer intervalo de funcionamiento, a partir de la velocidad del viento de corte inicial ("cut-in" en inglés) para una primera velocidad del viento (por ejemplo, aproximadamente 5 o 6 m/s), el rotor puede ser controlado para girar a una velocidad sustancialmente constante que es sólo lo suficientemente alta como para que pueda ser controlado con precisión. El punto de corte inicial de la velocidad del viento puede ser, por ejemplo aproximadamente 3 m/s.
30

En un segundo intervalo de funcionamiento, desde la primera velocidad del viento (por ejemplo, aproximadamente 5 o 6 m/s) a una segunda velocidad de viento (por ejemplo, aproximadamente 8,5 m/s), el objetivo puede ser generalmente maximizar la potencia de salida mientras se mantiene el ángulo de paso de las palas con el fin de captar el máximo de energía. En general, en el segundo intervalo de funcionamiento, el ángulo de paso de las palas
35 puede ser sustancialmente constante, aunque el ajuste óptimo de la pala puede teóricamente depender de la velocidad instantánea del viento. Con el fin de lograr este objetivo, se puede variar el par motor del generador y la velocidad del a fin de mantener la relación λ velocidad de la punta de la pala (velocidad tangencial de la punta de las palas del rotor dividido por la velocidad del viento que predominante) constante a fin de maximizar el coeficiente de potencia C_p .
40

Con el fin de maximizar la potencia de salida y mantener C_p constante en su valor máximo, el par del rotor puede ajustarse de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$T = k \cdot \omega^2,$$

45

en donde,

k es una constante, y ω es la velocidad de rotación del generador. En una turbina de viento de accionamiento directo, la velocidad del generador es sustancialmente igual a la velocidad del rotor. En una turbina eólica que comprende una caja multiplicadora, normalmente, existe una relación sustancialmente constante entre la velocidad
50 del rotor y la velocidad del generador.

En un tercer intervalo de funcionamiento, que comienza al alcanzar la velocidad nominal de giro del rotor y se extiende hasta alcanzar la potencia nominal, la velocidad del rotor puede mantenerse constante, y el par motor del generador se puede variar para tal efecto. En cuanto a las velocidad del viento, este tercer intervalo de
55 funcionamiento se extiende sustancialmente desde la segunda velocidad del viento a la velocidad nominal del viento por ejemplo, de aproximadamente 8,5 m/s a aproximadamente 11 m/s.

En un cuarto intervalo de funcionamiento, que en algunos casos pueden extenderse desde la velocidad nominal del viento a la velocidad del viento de corte final ("cut-out" en inglés) (por ejemplo, de aproximadamente 11 m/s hasta 25
60 m/s), las palas pueden girar sobre su eje ("pitch" en inglés) para mantener sustancialmente constante el par aerodinámico entregado por el rotor. En la práctica, el cambio de paso puede ser accionado para mantener la

velocidad del rotor sustancialmente constante. A la velocidad de viento de corte final, se interrumpe el funcionamiento de la turbina de viento.

En los primero, segundo y tercero intervalos de funcionamiento, es decir, a velocidades de viento por debajo de la velocidad del viento nominal (la zona sub-nominal de operación), las palas se mantienen normalmente en una posición de paso constante, es decir, la "posición de paso inferior al valor teórico". Dicha posición de paso por defecto puede generalmente estar cerca de un ángulo de paso de 0°. El ángulo de paso exacto en condiciones "inferior al teórico" sin embargo depende del diseño completo de la turbina eólica.

10 La operación antes descrita puede ser traducida a la conocida curva de potencia, como la que se muestra en la figura 1. Dicha curva de potencia puede reflejar el funcionamiento óptimo de la turbina eólica en condiciones de estado estacionario y en condiciones de velocidad del viento uniforme sobre el área de barrido del rotor (el área barrida por las palas de la turbina de viento).

15 Las turbinas eólicas y los componentes de las turbinas eólicas pueden ser diseñados considerando un tiempo de vida de diseño (por ejemplo, 20 años). Esto significa que se espera que una turbina eólica sea desmantelada después de 20 años de funcionamiento. En un escenario ideal, todos los componentes de la turbina de viento o un gran número de los componentes de la turbina eólica alcanzan el final de su tiempo de vida individual sustancialmente en el mismo momento, es decir, al final del tiempo de vida de la turbina de viento. En este caso, ninguno de los componentes de la turbina eólica está sobredimensionado. Cada uno de los componentes está dimensionado correctamente, reduciendo así el peso y el costo de la turbina eólica.

25 Sin embargo, en realidad, una turbina eólica no siempre actúa exactamente de acuerdo a las expectativas, como por ejemplo, las condiciones del viento durante el funcionamiento real pueden ser diferentes de las condiciones de viento esperadas. Esto puede conducir a que la turbina de viento no alcance su vida útil y que se requiera el desmantelamiento anticipado de una turbina eólica.

Con el fin de evitar este problema, podrían monitoreados los daños causados por la fatiga. Un método conocido para la determinación de los daños por fatiga es medir de forma continua las cargas en la turbina eólica. Tales cargas medidas pueden entonces ser sometidas a un método de conteo de ciclo rainflow, que se basa en determinar y contar los picos de carga. Mediante la determinación y el conteo los picos de carga, las cargas se pueden descomponer en varios números de ciclos de diferentes magnitudes. Usando, por ejemplo, la regla Palmgren-Miner, se puede calcular los daños causados por la fatiga acumulada de la turbina eólica. Si esto fuera implementado en una turbina eólica, en teoría sería posible determinar el daño causado por la fatiga acumulada en los componentes de la turbina eólica. Un problema principal con un método de conteo rainflow es que es muy complicado, y requeriría una enorme potencia de cálculo para implementarse en tiempo real en una turbina eólica. Esto por lo tanto, sería demasiado caro. Un método alternativo basado en las propiedades espectrales del histórico de la tensión de los componentes de una turbina eólica se muestra en el artículo "A fatigue approach to wind turbine control", Hammerun et al, Journal of Physics. Conference series, IOP Publishing, Bristol, Reino Unido, vol. 75, nº 1, Julio 2007. La presente divulgación se refiere a varios métodos y sistemas para evitar o al menos reducir en parte uno o más de los problemas mencionados anteriormente.

Resumen

45 En un primer aspecto, se proporciona un método de funcionamiento de una turbina eólica, comprendiendo la turbina eólica uno o más sensores para determinar las cargas en componentes seleccionados de la turbina eólica. El método comprende la medición de las cargas en los componentes seleccionados de la turbina eólica durante un período de medición bajo una primera condición de viento, el cálculo de una densidad espectral de la potencia real de una o más cargas seleccionadas para cada uno de los componentes seleccionados de la turbina eólica durante el período de medición, la obtención de una densidad espectral de la potencia de referencia para las cargas seleccionadas para cada uno de los componentes seleccionados de las turbinas eólicas bajo una condición de viento que es comparable a la primera condición del viento, y la determinación del daño causada por la fatiga acumulada en cargas de tiempo equivalente para cada uno de los componentes seleccionados de las turbinas eólicas en base a la densidad espectral de la potencia real y de la densidad espectral de la potencia de referencia.

50 Entonces, se puede realizar un cambio en el funcionamiento de la turbina eólica si uno o más de los componentes de las turbinas eólicas seleccionados han acumulado daños por fatiga fuera de los límites aceptables.

Opcionalmente, tener más o menos daño por fatiga acumulado de lo esperado, es decir, más o menos daños por fatiga de lo que puede esperarse en base al tiempo de funcionamiento de la turbina eólica.

60 De acuerdo con este aspecto, se calculan los daños por fatiga en el dominio de la frecuencia. Este cálculo de daños por fatiga puede generalmente ser menos preciso que los métodos basados en el conteo rainflow. Sin embargo, el cálculo de la fatiga se puede mejorar mediante la comparación con una referencia, en este caso, una referencia para

el mismo componente bajo condiciones comparables. Además, tal cálculo de frecuencia se puede realizar en tiempo real durante el funcionamiento. Por lo tanto, hace que sea posible modificar de forma realista el funcionamiento de una turbina eólica.

- 5 Opcionalmente, la verificación de cada uno de los componentes de la turbina de viento seleccionados está dentro de límites aceptables puede comprender la verificación de si el daño por fatiga acumulada en las cargas de tiempo equivalente corresponde sustancialmente al tiempo en el que la turbina eólica ha estado en funcionamiento. Es decir, los límites aceptables pueden basarse en el tiempo en el que la turbina eólica ha estado en funcionamiento.
- 10 Si, por ejemplo, uno o más componentes han sufrido el equivalente de 5 años de cargas, mientras que la turbina eólica sólo ha estado en funcionamiento 4 años, una estrategia de funcionamiento se puede cambiar en consecuencia, por ejemplo, un límite de empuje de viento se podría imponer, lo que puede conducir a una reducción de la producción de energía de una turbina eólica, pero en teoría podría permitir que la turbina de viento alcanzara su tiempo de vida útil. Los límites aceptables en tal caso se podrían establecer por ejemplo, entre 3 y 4,5 años de cargas (después de 4 años de funcionamiento). Tener un componente de una turbina eólica que ha sufrido menos de lo esperado es menos problema que tener un componente de una turbina eólica que ha sufrido más de lo esperado.

En otro ejemplo, también se podría hacer un cambio de funcionamiento si la turbina eólica ha sufrido menos daños por fatiga de lo esperado. En este caso, se podría hacer un cambio en el funcionamiento de la turbina eólica que intentara producir más energía, a expensas de cargas más altas.

Se pueden obtener densidades espectrales de potencia (PSDs por "power spectrum density" en inglés) de referencia, por ejemplo, a partir de simulaciones para diferentes componentes de la turbina eólica y/o para diferentes condiciones de viento. Alternativamente, las densidades espectrales de potencia (PSD) se pueden obtener en el mismo inicio de la vida útil de una turbina eólica (por ejemplo, durante la certificación y/o puesta en servicio). En tal situación, se puede suponer que ninguno de los componentes de las turbinas de viento ha sufrido ningún daño por fatiga todavía. Las densidades espectrales de potencia (PSD) que se pueden obtener a partir de mediciones de los sensores en esta situación se pueden utilizar como las densidades espectrales de potencia (PSD) de referencia.

En algunos ejemplos, un método de este tipo puede comprender, además, verificar si uno o más de los componentes de la turbina de viento seleccionados tiene más daños por fatiga acumulada en cargas de tiempo equivalente que otro de los componentes de la turbina de viento, y realizar de uno o más cambios de funcionamiento basados en esta verificación. De acuerdo con este aspecto, se tiene en cuenta que algunos componentes de la turbina de viento pueden haber sufrido más daños por fatiga que otros. Esto puede ser causado, por ejemplo, por componentes de turbinas de viento que se comportan de manera (levemente) diferente de lo previsto. Dicha información sólo es disponible durante la operación real. En tal caso, se puede hacer un cambio de funcionamiento que reduce las cargas sobre el componente o componentes que han sufrido más. Se puede por lo tanto lograr que más componentes de la turbina de viento alcancen el final de su tiempo de vida en sustancialmente el mismo momento.

Para este fin, los daños por fatiga acumulada sufridos por cada uno de los componentes de la turbina de viento seleccionados se pueden expresar como cargas de tiempo equivalente, por ejemplo, como un porcentaje de las cargas equivalentes de vida de diseño.

En algunos ejemplos, el método puede además comprender la medición de una producción de energía durante un período de tiempo, y la comparación de la producción de energía durante el período de tiempo con la producción de energía esperada. Los cambios de funcionamiento que se harán pueden tomar en cuenta esta información. En estos ejemplos, los cambios de funcionamiento por lo tanto pueden estar basados en uno o más de los siguientes: comparación del tiempo de funcionamiento de la turbina con el daño por fatiga acumulada, la comparación del daño por fatiga acumulada entre los componentes, y la comparación de la energía producida medida con la energía producida esperada.

En algunas circunstancias, puede encontrarse que los componentes seleccionados de la turbina eólica se comportan de manera similar, es decir, que en términos de su tiempo de vida de diseño, han sufrido las mismas cargas equivalentes. Desde este punto de vista, no habría ninguna necesidad de adaptar una estrategia de funcionamiento para favorecer a un componente sobre otro. Sin embargo, si se encuentra al mismo tiempo que la turbina eólica no está generando la energía que se espera que produzca, el funcionamiento de la turbina eólica puede ser cambiado a continuación con el fin de aumentar la energía producida. Al mismo tiempo, los daños por fatiga se pueden aumentar, pero esto no necesariamente puede ser crítico en las circunstancias descritas.

En algunos ejemplos, el período de medición puede ser 1 minuto - 5 minutos, opcionalmente 1 minuto - 3 minutos, y, opcionalmente, aproximadamente 100 segundos. Se ha encontrado que tales ventanas de tiempo son

suficientemente largas para capturar suficiente información para hacer suficientemente fiable el cálculo del daño por fatiga acumulada. En la misma, tales ventanas de tiempo son lo suficientemente cortas como para ser capaces de realizar los cálculos en línea, es decir, durante el funcionamiento.

- 5 En algunos ejemplos, el método puede comprender, además, seguir una curva de potencia típica para una turbina eólica de velocidad variable. Hacer un cambio de funcionamiento en vista del daño por fatiga acumulada y/o de la energía captada puede incluir por ejemplo, la activación o desactivación del control del cambio de paso individual, y/o la activación o desactivación de una consigna de reducción en la zona supra-nominal de operación, y/o la activación o desactivación de un control del cambio de paso para reducir las cargas de la torre, y/o la modificación
- 10 de un parámetro de consigna del control de velocidad del rotor (por ejemplo principales ganancias de un PID), y/o la activación o desactivación de una limitación de potencia. Tanto la limitación de la potencia como una consigna de reducción afectan a la curva de potencia. Otros cambios en el funcionamiento en la turbina eólica son posibles.

En un aspecto adicional, la presente descripción proporciona una turbina eólica que comprende una torre, un rotor

15 que comprende un buje de rotor y una pluralidad de palas, uno o más sistemas de cambio de paso para la rotación de las palas alrededor de sus ejes longitudinales, un generador, y un sistema de control. El sistema de control está configurado para llevar a cabo cualquiera de los ejemplos de los métodos descritos aquí.

Breve descripción de los dibujos

20 Los ejemplos no limitantes de la presente divulgación se describirán a continuación, con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

La figura 1 ilustra una curva de potencia típica de una turbina eólica;

25 La figura 2 ilustra esquemáticamente un ejemplo de un método de funcionamiento de una turbina eólica; y

Las figuras 3a y 3b ilustran esquemáticamente un ejemplo de un sistema de control de una turbina eólica que incluye un módulo de control de la fatiga, y un ejemplo de dicho módulo de control de la fatiga respectivamente.

30 Descripción detallada

La curva de potencia de la figura 1 se ha comentado con anterioridad. La Figura 2 ilustra esquemáticamente un ejemplo de un método de funcionamiento de una turbina eólica. La turbina eólica de este ejemplo puede incluir al menos uno o más sensores para la medición de cargas en componentes seleccionados de la turbina eólica. Tales

35 sensores pueden incluir, por ejemplo, galgas extensométricas y/o acelerómetros. Los componentes de las turbinas eólicas seleccionados pueden ser componentes de turbinas eólicas que se consideran críticos para el rendimiento de la turbina eólica. En un ejemplo, los componentes de la turbina de viento seleccionados pueden incluir por ejemplo, las palas del rotor, el buje, el tren de potencia (en su conjunto, o componentes de los mismos), los sistemas de cambio de paso, y la torre. Los sensores para medir las cargas indicativas de las cargas en estos componentes

40 podrían ser montados directamente sobre o en los componentes

En el bloque 10, se pueden determinar las cargas seleccionadas de componentes de turbinas eólicas seleccionados. Para una pala de rotor se pueden determinar, por ejemplo, un momento de flexión en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y el borde de fuga de una sección de la pala ("flapwise" en inglés) y/o un momento de

45 flexión en el sentido del eje entre el borde de ataque y el borde de fuga de una sección de la pala ("edgewise" en inglés) se puede determinar a partir de estas mediciones. Para la torre, una carga seleccionada puede ser, por ejemplo un momento de flexión hacia adelante y hacia atrás ("fore-aft" en inglés) en la parte inferior de la torre. Alternativamente, un momento de flexión de lado a lado ("side-to-side" en inglés) podría ser utilizado. Para un tren de potencia, una carga de flexión en un eje del rotor o en una ubicación en un multiplicador podría ser utilizado. Para

50 los sistemas de cambio de paso, se podrían utilizar una o más cargas de un motor de cambio de paso. De este modo se puede obtener una serie temporal de datos para las cargas seleccionadas de los componentes seleccionados.

En el bloque 20, dicha serie temporal de datos se puede convertir en una densidad espectral de potencia para cada uno de los componentes de las turbinas eólicas seleccionados. En el bloque 30, se puede obtener una densidad espectral de potencia de referencia para las cargas seleccionadas. Tal densidad espectral de potencia de referencia de las cargas seleccionadas se puede obtener por ejemplo, a partir de una memoria de un sistema de control de la turbina eólica. La densidad espectral de potencia de referencia debe ser de las mismas cargas seleccionadas bajo comparables condiciones del viento. Tales condiciones del viento pueden caracterizarse, por ejemplo, por una media

60 de una condición del viento y una indicación de la turbulencia.

En el bloque 40, pueden determinarse los daños por fatiga acumulada para cada uno de los componentes de la turbina eólica basándose en la densidad espectral de potencia real y la densidad espectral de referencia. Dicho daño

por fatiga se puede calcular utilizando, por ejemplo, el método de Lalanne (véase, por ejemplo C. Lalanne, Mechanical Vibration and shock, 2002, Taylor y Francis) o por ejemplo, el método de Dirlik (T. Dirlik, Application of computers in fatigue analysis, 1985, Universidad de Warwick) o variaciones de las mismas.

5 Con el fin de comparar el daño por fatiga acumulada de un componente de una turbina eólica con otro componente de una turbina eólica o con su propio daño esperado, el daño por fatiga acumulada se puede expresar en cargas de tiempo equivalentes, es decir, unidades de tiempo que indican las cargas que un componente ha sufrido. Una opción es expresar el daño por fatiga acumulada para cada uno de los componentes como un porcentaje de un tiempo de vida de ese componente.

10

En el bloque 50, se puede realizar un cambio en el funcionamiento de la turbina eólica si uno o más de los componentes de las turbinas eólicas seleccionados tienen más o menos daños por fatiga de lo esperado. Si los componentes han sufrido más daños por fatiga de lo esperado, se podría hacer un cambio de funcionamiento para reflejar esto. En un ejemplo, se puede hacer una verificación si uno o más de los componentes seleccionados han sufrido más daños por fatiga acumulada que otro componente. El cambio de funcionamiento puede elegirse a fin de reducir las cargas sobre los componentes que han sufrido más que otros.

15

Pero también si los componentes han sufrido menos daños por fatiga de lo esperado, los cambios de funcionamiento podrían hacer que conlleven a aumentar la captura de energía, a expensas de más cargas.

20

Las figuras 3a y 3b ilustran esquemáticamente un ejemplo de un sistema de control de turbina eólica y un módulo de control de la fatiga, y un ejemplo de este módulo de control de la fatiga respectivamente.

En la figura 3a, un sistema de control de la turbina eólica puede implementar un control "clásico" para una turbina eólica de velocidad variable, es decir, siguiendo una curva de potencia que incluye diferentes intervalos de funcionamiento con diferentes objetivos de funcionamiento. Por ejemplo, en la zona supra-nominal de funcionamiento, un objetivo es mantener la velocidad del rotor (del generador) sustancialmente constante para mantener el par aerodinámico en el rotor sustancialmente constante mediante la adaptación de un ángulo del sistema del cambio de paso. En un segundo intervalo de funcionamiento, un objetivo es maximizar el par aerodinámico adaptando el par del generador a la velocidad del rotor (del generador) a fin de mantener una óptima relación de velocidad de la punta de la pala.

30

El sistema de control 100 puede por lo tanto controlar varias sistemas de turbinas eólicas 120 (por ejemplo, sistemas de accionamiento del cambio de paso, convertidores del generador) para llegar a una consigna. Se puede incorporar un bucle de realimentación para medir constantemente si la turbina eólica está funcionando siguiendo su consigna y adaptar el control si no lo está haciendo

35

Una de las entradas del sistema de control puede ser un módulo de control de la fatiga 110. En la figura 3a, el módulo de control de la fatiga 110 se representa como separado del sistema de control 100, pero puede formar parte del mismo. El módulo de control de la fatiga puede adaptar un objetivo de un sistema de control o una consigna del sistema de control en vista al daño por fatiga acumulada en uno o más componentes de la turbina eólica.

40

Tal daño por fatiga se puede determinar a partir de mediciones de sensores 130 montados en o sobre los componentes o sistemas de la turbina de viento.

45

En la figura 3b se ilustra esquemáticamente un ejemplo de un módulo de control de la fatiga 110. A partir de los sensores, se pueden obtener los datos de las cargas en un dominio de tiempo. De estos datos, una densidad espectral de potencia (PSD) real de la correspondiente carga de un componente de turbina eólica seleccionado puede ser calculado.

50

Teniendo en cuenta las condiciones de viento en las que se obtuvieron los datos de los sensores, una densidad espectral de potencia (PSD) de referencia puede ser obtenida para las condiciones del viento similares y para el mismo componente de turbina eólica seleccionado.

Basándose en la densidad espectral de potencia (PSD) real y en la densidad espectral de potencia (PSD) de referencia, se puede realizar un cálculo en el dominio de la frecuencia de los daños de fatiga acumulada del componente de turbina eólica seleccionado. Tal daño por fatiga acumulada se puede expresar como de cargas de daño equivalentes (DEL por "design equivalent loads" en inglés) y el tiempo de funcionamiento de la turbina eólica (opcionalmente como un porcentaje del tiempo de vida) correspondiente a tales cargas también se puede calcular.

55

Una vez que se ha determinado el daño por fatiga acumulada para varios componentes de la turbina de viento, en un ejemplo de una estrategia de control adicional puede ser activada o desactivada. Tal estrategia de control adicional que no forma parte de una estrategia de control clásico de una turbina eólica de velocidad variable puede

60

ser por ejemplo, un control individual del cambio de paso de una pala basado en, por ejemplo, un LIDAR. Un efecto de dicho control individual de cambio de paso sería que un sistema de cambio de paso se puede desgastar antes. Al mismo tiempo, las cargas de la pala pueden ser reducidas de manera que las palas pueden durar más tiempo.

- 5 Otro ejemplo de una estrategia de control que podría ser activada o desactivada es la consigna de reducción. Una estrategia de consigna de reducción ajuste comprende que en la zona supra- nominal de funcionamiento, a partir de una velocidad del viento dada, tanto la velocidad del rotor como la potencia generada se reducen. Un efecto es que las cargas totales pueden reducirse, pero que se genera menos potencia eléctrica.
- 10 Además de la activación o desactivación de una estrategia de control, los detalles de la estrategia ya implementada se pueden cambiar, como por ejemplo, se pueden cambiar las ganancias en un control PID. Por ejemplo, en un control PID basado en el valor de error de la velocidad del rotor (generador) puede tener, por ejemplo un control "suave" con ganancias más bajas, un control "duro" con ganancias más altas, y un control "estándar". Con mayores ganancias, los actuadores son más reactivos a fin de mantener una consigna. Esto puede dar lugar a más cargas de fatiga, pero puede conllevar a una mayor producción de energía.
- 15

El resultado del módulo de control de la fatiga 120 puede servir como entrada para el sistema de control 110 como se ilustra esquemáticamente en la figura 3a. Como resultado, el funcionamiento de la turbina eólica puede verse afectado.

- 20 Un ejemplo adicional de un método de funcionamiento de una turbina eólica puede ser ilustrado con respecto a diversos escenarios descritos en la Tabla 1 a continuación.

Tabla 1: escenarios diferentes

		Diseño	Escenario #1	Escenario #2	Escenario #3	Escenario #4
<i>Fatiga</i> <i>(tiempo de vida restante)</i>	Torre	100%	90%	100%	75%	105%
	Palas	100%	100%	90%	75%	105%
	Buje	100%	100%	90%	75%	105%
	Tren de potencia	100%	100%	100%	90%	105%
	Cambio de paso	100%	100%	100%	100%	105%
<i>Energía</i>	AEY (Producción de energía anual)	100%	100%	100%	90%	98%

- 25 La Tabla 1 muestra para una serie de componentes de aerogeneradores seleccionados, el tiempo de vida (en términos de fatiga) que estos componentes aún tienen como un porcentaje de su tiempo teórico de vida restante para una serie de escenarios imaginarios. Si un tiempo de vida de un componente es de 20 años, después de 5 años de funcionamiento, el tiempo teórico de vida restante es de 15 años. En el escenario 1, el 90 % está indicado para la torre. Esto significa que la torre después de 5 años, en términos de daños acumulados no tiene 15 años, sino más bien el 90 % de 15 años. En el mismo escenario, las palas, el buje, el tren de potencia y los sistemas de cambio paso todavía tienen el 100% de su tiempo de vida útil esperada.
- 30 En la tabla 1, la producción de energía (AEY, "Annual Energy Yield" en inglés) como porcentaje de la producción anual de energía prevista también se indicada para un número de escenarios diferentes.
- 35

Para el escenario de diseño, cada uno de los componentes de la turbina eólica todavía tienen el 100% de su tiempo de vida esperado disponible, y la producción anual de energía es igual a la producción de energía esperada. Como tal, no debe hacerse cambio en el funcionamiento.

- 40 En el escenario 1, la torre ha sufrido más daños por fatiga que los demás componentes seleccionados. La producción de energía corresponde a la producción de energía esperada. En este escenario, en un caso, puede activarse una estrategia de cambio de paso teniendo en cuenta las cargas de la torre. Esto es, puede ser utilizado un control del cambio de paso para reducir oscilaciones hacia delante y hacia atrás en la torre, mediante la adaptación del par de torsión en las palas apropiadamente (a través del cambio de paso). La estrategia de control de cambio de paso para la amortiguación de la torre puede por lo tanto ser activada selectivamente en vista de los daños por fatiga acumulada de uno o más componentes de la turbina eólica, y en particular en vista de un daño relativamente alto acumulado en la torre y menos en otros componentes.
- 45

Además, en el escenario 1, un "control suave " de la velocidad del rotor (generador) puede ser implementado. Un control suave es por lo tanto un control menos riguroso de la velocidad del rotor alrededor de una consigna. Un control muy estricto de la velocidad puede inducir las oscilaciones hacia adelante y hacia atrás antes mencionadas, ya que el sistema de cambio de paso actúa constantemente para compensar las variaciones en las condiciones de viento. Estas variaciones tienen un gran efecto sobre el empuje en las palas del rotor, y por lo tanto en un momento de flexión hacia adelante y hacia atrás.

En el escenario 2, se puede ver que las palas y el buje han sufrido más daños por fatiga que los otros componentes del tren de potencia (eje del rotor, multiplicador, generador), los sistemas de cambio de paso y la torre. En respuesta a una situación de este tipo, en un ejemplo, otra estrategia de control se puede activar: control de cambio paso individual (IPC, "individual pitch control" en inglés). El control de cambio de paso individual se puede implementar en particular para compensar la uniformidad dentro del área de barrido del rotor, como por ejemplo, la cizalla del viento ("wind-shear" en inglés). Adaptando el ángulo del cambio paso a las diferentes condiciones de viento con un solo giro de una pala del rotor, permite las palas y el buje pueden sufrir mucho menos. Al mismo tiempo, la producción de energía de la turbina eólica no necesita verse disminuido.

También, en este escenario, dicha estrategia de control puede ser selectivamente activada y desactivada en vista de los daños por fatiga acumuladas de varios componentes. Si en un momento posterior en el tiempo, se comprueba que los sistemas de accionamiento de sistema del cambio de paso han acumulado más cargas de fatiga, mientras que las palas y el buje han sufrido menos, la estrategia del control de cambio de paso individual se puede desactivar.

En el escenario 3, puede verse que las torres, las palas y el buje han sufrido mucho más daño por fatiga de lo esperado. También los componentes del tren de potencia han sufrido más de lo esperado (pero menos que la torre, el buje y las palas), mientras que los sistemas del cambio de paso actúan de acuerdo con las expectativas. En el escenario 3, además se puede ver que también la producción de energía eléctrica está por debajo de las expectativas. En estas circunstancias, puede ser más importante reducir la carga sobre el buje, las palas y la torre que ganar más en la producción de energía eléctrica. Una posible estrategia que puede ser activada en un caso de este tipo, es una limitación de potencia o una reducción de potencia, es decir, una modificación de la curva de potencia en la que se reduce la potencia nominal. Esto requiere más cambio de paso o giro sobre su eje de las palas, de modo que el par de torsión aerodinámico se reduzca aún más para toda la zona supra- nominal de operación o funcionamiento. Los sistemas de cambio de paso están en la mejor condición de los componentes de los aerogeneradores seleccionados en este escenario, de modo que más cambio de paso no es un problema.

En el escenario 4, todos los componentes de la turbina de viento indicados tienen todavía más que su tiempo de vida útil restante en vista al daño por fatiga acumulada. Sin embargo, se puede observar en este escenario que la turbina eólica no está generando tanta energía / energía eléctrica como se esperaba. Un ejemplo de respuesta a una situación de este tipo puede ser la implementación de un control "duro " de velocidad. Las ganancias en un método de control de PID de la velocidad del rotor (del generador) se pueden incrementar, por lo que una curva de potencia teórica es seguida más de cerca. Esto puede generalmente dar lugar a mayores cargas de los sistemas de accionamiento del cambio de paso, y en las palas y el buje, pero éstos no han sufrido mucho todavía, con lo cual esto puede ser aceptable.

En todos los diferentes escenarios, el estado de fatiga de los componentes seleccionados se puede determinar en tiempo real y la producción de energía eléctrica puede ser tomada en cuenta para adaptar el funcionamiento de la turbina eólica. La adaptación del funcionamiento puede incluir la activación o desactivación de una estrategia de control específica y/o puede incluir una adaptación de la estrategia de control existente, es decir, una aplicación más rígida o menos rígida de la estrategia ya existente y aplicada.

A pesar que sólo se han descrito un número de ejemplos en el presente documento, otras alternativas, modificaciones, usos y/o equivalentes de los mismos son posibles. Además, todas las combinaciones posibles de los ejemplos descritos también están cubiertas. Así, el alcance de la presente descripción no debería estar limitado por los ejemplos particulares, sino que debería determinarse por una lectura imparcial de las reivindicaciones que siguen.

REIVINDICACIONES

1. Método de funcionamiento de una turbina eólica, la turbina eólica comprendiendo uno o más sensores para
 5 determinar cargas en uno o más componentes seleccionados de la turbina eólica,
 el método comprendiendo determinar cargas en los componentes seleccionados de la turbina eólica en una
 primera condición de viento durante un período de medición,
 calcular una densidad espectral de potencia real de una o más cargas seleccionadas para cada uno de los
 componentes seleccionados de la turbina eólica durante el período de medición,
 10 obtener una densidad espectral de potencia de referencia para las cargas seleccionadas para cada uno de
 los componentes seleccionados de la turbina de viento en una condición de viento que es comparable a la primera
 condición de viento,
 determinar el daño por fatiga acumulada en cargas de tiempo equivalente para cada uno de los componentes
 seleccionados de la turbina eólica en base a la densidad espectral de potencia real y la densidad espectral de
 15 potencia de referencia,
 verificar para cada uno de los componentes seleccionados de las turbinas eólicas si el daño por fatiga
 acumulada en cargas de tiempo equivalentes está dentro de límites aceptables, y
 en caso de resultado negativo realizar uno o más cambios de funcionamiento.
- 20 2. Método según la reivindicación 1, en el que verificar para cada uno de los componentes seleccionados de la
 turbina de viento si el daño por fatiga acumulada en cargas de tiempo equivalentes está dentro de límites aceptables
 comprende verificar si el daño por fatiga acumulada en cargas de tiempo equivalentes corresponde sustancialmente
 al tiempo en el que la turbina eólica ha estado en funcionamiento.
- 25 3. Método según la reivindicación 1 o 2, en el que la realización de uno o más cambios de funcionamiento incluye
 comparar el daño por fatiga acumulada en cargas de tiempo equivalentes de al menos uno de los componentes
 seleccionados de la turbina eólica con al menos otro componente de la turbina eólica, y
 realizar uno o más cambios de funcionamiento al menos en parte en base de la comparación del daño por
 fatiga acumulada.
 30
4. Método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 - 3, en el que la realización de uno o más
 cambios de funcionamiento incluye la medición de la producción de energía durante un período de tiempo, y
 comparar la producción de energía medida durante el período de tiempo con un la producción de energía prevista, y
 realizar uno o más cambios de funcionamiento al menos en parte en base de la comparación de la
 35 producción de energía medida con la producción de energía prevista.
5. Método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 - 4, en el que las cargas en los componentes
 seleccionados de la turbina eólica se miden sustancialmente de manera continua.
- 40 6. Método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 - 5, en el que el periodo de medición es de 1
 minuto - 5 minutos, opcionalmente 1 minuto - 3 minutos, y, opcionalmente, aproximadamente 100 segundos.
7. Método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 - 6, en el que la turbina eólica comprende una torre,
 un rotor que comprende un buje de rotor y una pluralidad de palas, uno o más sistemas de cambio de paso para el
 45 giro de las palas alrededor de sus ejes longitudinales, un generador, y opcionalmente, un eje de rotor y un
 multiplicador para acoplar operativamente el generador al buje.
8. Método según la reivindicación 7, en el que uno de los componentes seleccionados de la turbina eólica es la torre,
 y las cargas seleccionadas comprenden un momento de flexión en una base de la torre, opcionalmente, un momento
 50 de flexión hacia adelante y hacia atrás en la base de la torre.
9. Método según la reivindicación 7 o 8, en el que uno de los componentes seleccionados de la turbina eólica es el
 buje del rotor, y las cargas seleccionadas comprenden un momento de flexión del buje.
- 55 10. Método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 7 - 9, en el que uno de los componentes
 seleccionados de la turbina eólica es una pala del rotor, y las cargas seleccionadas comprenden un momento de
 flexión en el sentido perpendicular al eje entre el borde de ataque y el borde de fuga de una sección de la pala y/o un
 momento de flexión en el sentido del eje entre el borde de ataque y el borde de fuga de una sección de la pala.
- 60 11. Método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 7 - 10, en el que los componentes seleccionados
 de la turbina eólica comprenden uno de los sistemas de cambio de paso y/o el eje del rotor y/o el generador.

12. Método según una cualquiera de las reivindicaciones 1 - 11, en el que los cambios de funcionamiento incluyen uno o más de los siguientes:
- Activación o desactivación del control del sistema de cambio de paso individual
 - Activación o desactivación de un control del sistema de cambio de paso para reducir las cargas de la torre
- 5 - Activación o desactivación de una limitación de potencia.
13. Método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 - 12, que comprende además seguimiento una curva de potencia describiendo un funcionamiento de la turbina eólica como una función de una velocidad del viento,
- 10 la curva de potencia comprendiendo una zona sub-nominal de funcionamiento de velocidades del viento por debajo de una velocidad de viento nominal y una zona supra - nominal de funcionamiento de velocidad del viento por encima de la velocidad nominal del viento, y en el que
- en la zona sub-nominal de funcionamiento, el ángulo del sistema de cambio de paso de las palas es sustancialmente igual a cero, y en el que un par del generador es variado,
- 15 la zona sub-nominal de operación comprende un primer intervalo de funcionamiento, un segundo intervalo de funcionamiento y un tercer intervalo de funcionamiento, en el que
- el primer intervalo de funcionamiento se extiende desde una velocidad de viento de corte inicial para una primera velocidad de viento, en el que una velocidad del rotor se mantiene sustancialmente constante en un primer valor,
- 20 el segundo intervalo de funcionamiento se extiende desde la primera velocidad de viento a una segunda velocidad de viento, en el que tanto la velocidad del rotor y el par del generador se varían como una función de la velocidad del viento, y
- el tercer intervalo de funcionamiento se extiende desde la segunda velocidad del viento a la velocidad nominal del viento, en el que la velocidad del rotor se mantiene sustancialmente constante en un segundo valor, y
- 25 la zona supra-nominal comprende un cuarto intervalo de funcionamiento en el que se mantiene un par aerodinámico del rotor sustancialmente constante variando el ángulo del sistema de cambio de paso.
14. Método según la reivindicación 13, en el que los cambios de funcionamiento incluyen uno o más de los siguientes:
- Activación o desactivación de una consigna de reducción en la zona supra-nominal de funcionamiento
 - La modificación de un parámetro de consigna de un PID del control de velocidad del rotor en la zona supra-nominal de funcionamiento.
- 30
15. Método según una cualquiera de las reivindicaciones 1 - 14, en el que la primera condición de viento incluye una velocidad media del viento y una característica indicativa de la turbulencia.
- 35
16. Método de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1 - 15, en el que la densidad espectral de potencia de referencia para las cargas seleccionadas para cada uno de los componentes seleccionados de la turbina de viento se basa en simulaciones o en mediciones durante una certificación de la turbina eólica.
- 40
17. Una turbina eólica que comprende una torre, un rotor que comprende un buje de rotor y una pluralidad de palas, uno o más sistemas de cambio de paso para la rotación de las palas alrededor de sus ejes longitudinales, un generador, y un sistema de control, y en el que el sistema de control está configurado para llevar a cabo cualquiera de los métodos de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 - 16.
- 45

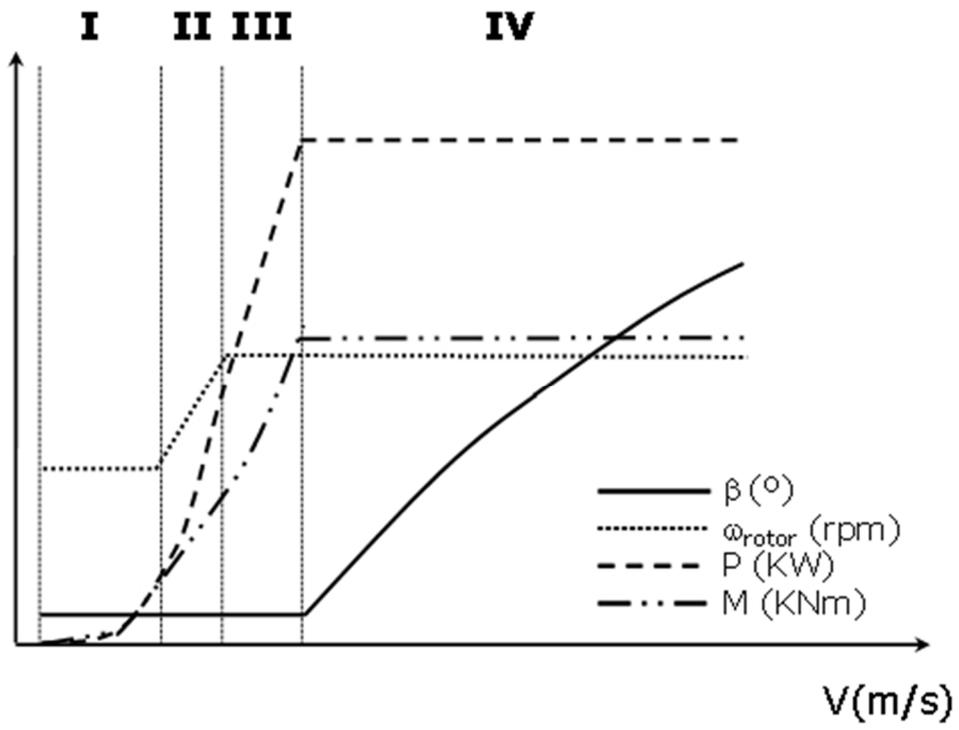


Fig. 1

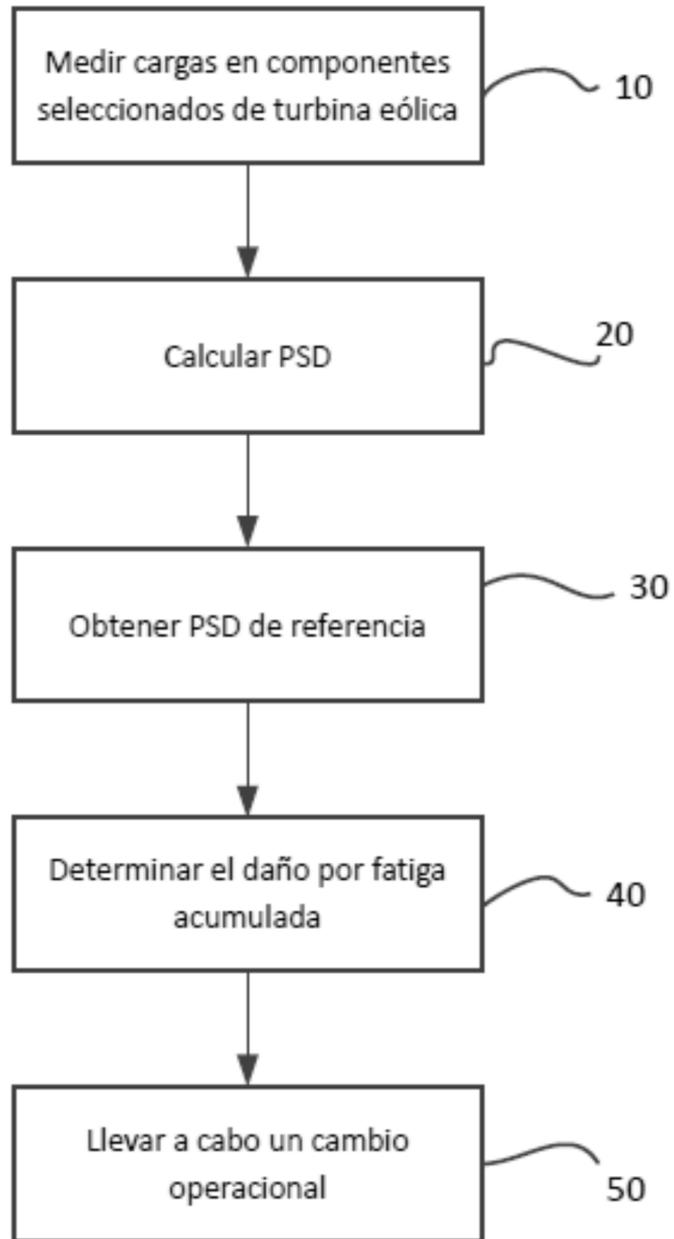


Fig. 2

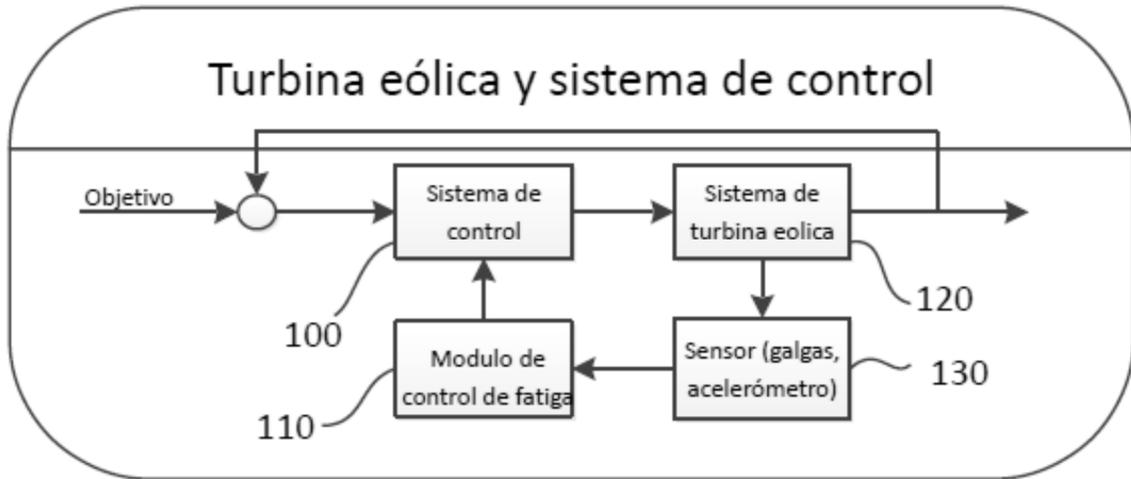


Fig. 3a

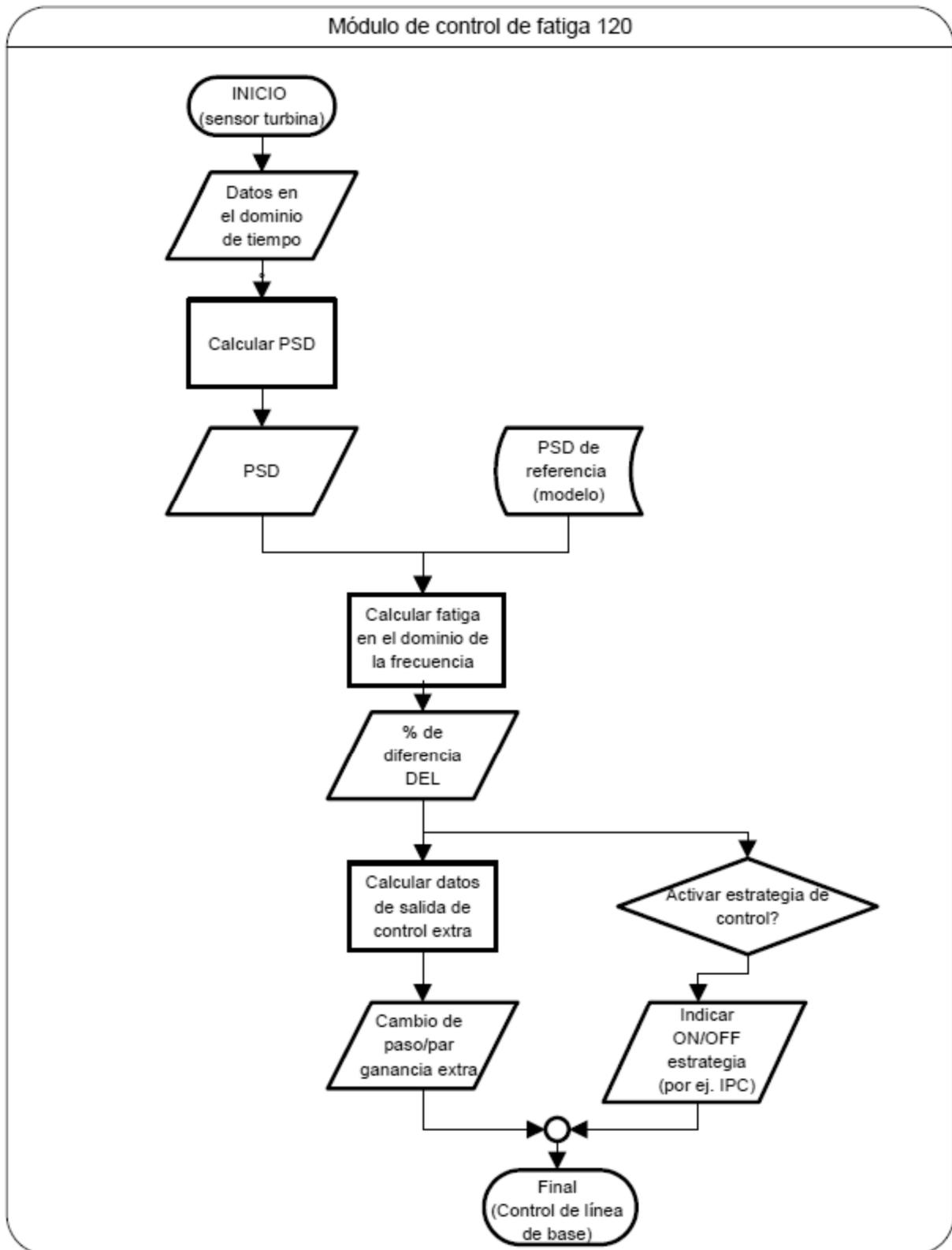


Fig. 3b