

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 608 479**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 17/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **20.12.2012 PCT/DK2012/050494**

87 Fecha y número de publicación internacional: **04.07.2013 WO2013097863**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **20.12.2012 E 12810060 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **16.11.2016 EP 2798200**

54 Título: **Generador de turbina eólica con operación de velocidad de bloqueo adaptativa**

30 Prioridad:

30.12.2011 DK 201170767

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

11.04.2017

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)
Hedeager 42
8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:

DEMTRÖDER, JENS

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 608 479 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

Generador de turbina eólica con operación de velocidad de bloqueo adaptativa

5 **Campo de la invención**

La presente invención se refiere al campo de generadores de turbinas eólicas para generar energía eléctrica. Más específicamente, la invención proporciona un sistema de control para un generador de turbina eólica.

10 **Antecedentes de la invención**

Para aumentar el tiempo de vida de un generador de turbina eólica (WTG), es bien sabido que los niveles de vibración se pueden monitorear, para controlar la operación del WTG para evitar operar el WTG en condiciones en las que se observan elevados niveles de vibración, en cualquiera de: generador eléctrico, caja de engranajes y palas. Tal control del WTG bloquea la velocidad del rotor a un valor de velocidad de rotor, navegando alrededor de intervalos críticos de la velocidad del rotor.

En la práctica, se puede suministrar un WTG con un conjunto predeterminado de intervalos de velocidades del rotor que el sistema de control evita durante largos períodos de tiempo y a cargas elevadas. Sin embargo, las tolerancias de fabricación y otros factores influyen en las velocidades de giro críticas reales para un WTG individual y, además, el envejecimiento de algunos componentes mecánicos puede influir también en los intervalos críticos de velocidad del rotor real para el WTG. Por lo tanto, teniendo en cuenta tales tolerancias de fabricación y los factores de envejecimiento, un conjunto predeterminado de intervalos de velocidades del rotor a evitar tienden a cubrir un amplio intervalo de velocidades posibles del rotor, si se tiene en cuenta un margen de seguridad razonable. Esto significa que garantizar una operación segura del WTG conducirá a una pobre eficiencia energética, puesto que el sistema de control navegará en torno a la mayor velocidad del rotor efectiva durante gran parte del tiempo de operación.

Los documentos US2003/0151260 A1 y EP2123906 A1 son dos ejemplos de determinación de frecuencias naturales regularmente críticas y que se adaptan después al controlador para evitar los intervalos de velocidades del rotor correspondientes.

30 **Sumario de la invención**

Siguiendo la descripción anterior, se puede observar como un objetivo de la presente invención proporciona un sistema de control de WTG capaz de proporcionar una alta eficiencia energética del WTG y que toma todavía en cuenta la operación del WTG en condiciones en las que los componentes mecánicos críticos se operan a niveles de vibración seguros.

En el contexto de la presente invención, la expresión "generador de turbina eólica" (WTG) debe considerarse que incluye, pero no se limita a, un WRG que comprende una o más palas (de rotor) que pueden girar, por acción del viento, alrededor de un eje horizontal montado en una góndola montada en la parte más alta de una torre alargada. La propia góndola es pivotante alrededor de un eje vertical para girar la pala del rotor en una posición adecuada, alineada con la dirección del viento. La o las palas de un rotor se hacen girar a una velocidad del rotor que depende del viento y de la aerodinámica de las palas del rotor con el fin de accionar un generador para convertir la energía eólica en energía eléctrica. En resumen, una turbina eólica o WTG o generador eólico o aerogenerador se puede definir como un medio para convertir la energía cinética del viento en energía mecánica y, posteriormente, en energía eléctrica.

En un primer aspecto, la invención proporciona un sistema de control de WTG adaptativo que comprende

- 50 - un sistema de medición que comprende al menos un sensor dispuesto para realizar una pluralidad de mediciones de un parámetro físico indicativo de vibraciones mecánicas de al menos un componente mecánico del WTG en una pluralidad de condiciones operativas del WTG,
- 55 - una unidad de almacenamiento dispuesta para almacenar, en una base de datos de mediciones, datos relacionados con la pluralidad de mediciones junto con datos de condiciones operativas correspondientes para el WTG, y
- un gestor de condiciones operativas dispuesto para determinar al menos una velocidad del rotor del WTG de acuerdo con un algoritmo de control, en respuesta a los datos almacenados en la base de datos de mediciones
- 60 - un detector de resonancia dispuesto para determinar un intervalo de velocidades del rotor al que debería restringirse la operación del WTG en respuesta a la pluralidad de mediciones de un parámetro físico indicativo de vibraciones mecánicas de al menos un componente mecánico y en el que la unidad de almacenamiento se dispone para almacenar datos indicativos del intervalo de velocidades del rotor al que debería restringirse la operación del WTG. Por lo tanto, si las mediciones se actualizan regularmente, el sistema de control siempre podrá operar el WTG de acuerdo con el esquema más eficaz, teniendo en cuenta los intervalos de velocidades del rotor para evitar las
- 65 cargas elevadas. Se debe entender que el detector de resonancia se puede implementar de diversas maneras, basándose en los niveles de vibración medidos u otros datos medidos en el componente o componentes mecánicos.

El detector de resonancia se dispone para determinar un intervalo de velocidades del rotor al que la operación del WTG se debe restringir para evitar la activación de resonancias mecánicas, en respuesta a una comparación entre una medida del nivel de vibración o nivel de ruido y un valor umbral. Por tanto, basándose en un conjunto de umbrales de nivel de vibración para diversos componentes mecánicos, el detector de resonancia puede determinar los intervalos de velocidades del rotor en los que el componente mecánico se encuentra en un estado de resonancia, si lo hubiera. Especialmente, el sistema de control se puede disponer para variar dicho valor umbral en respuesta al tiempo, con el fin de adaptar un nivel de vibración aceptado de al menos un componente mecánico del WTG en respuesta a una antigüedad del WTG.

Tal WTG es ventajoso, puesto que los componentes mecánicos críticos se pueden suministrar con sensores de vibración que, después de un período de operación, permiten el registro de frecuencias de resonancia críticas para cada componente mecánico crítico y las velocidades del rotor correspondientes. Por lo tanto, el sistema de control puede adaptar la operación del WTG en respuesta a mediciones reales de los niveles de vibración en la instalación de WTG individual. De este modo, se garantiza una operación segura a pesar de que solo se proporciona un margen de seguridad mínimo, o incluso un margen de seguridad, en torno a las velocidades del rotor donde se detectan niveles de vibración críticos. Por tanto, por ejemplo, basándose en los umbrales del nivel de vibración para cada componente crítico, es posible establecer un conjunto de intervalos de velocidades del rotor a evitar, y este conjunto de intervalos de velocidades del rotor ocupará un mínimo de velocidades del rotor comparado con los sistemas de control de la técnica anterior, dejando por tanto, espacio para seleccionar la velocidad del rotor más eficiente energéticamente con una condición de viento dada. De este modo, se puede combinar una operación segura con una alta eficiencia energética. Además, puesto que el sistema de control de WTG aprende y adapta la operación de acuerdo con las mediciones continuamente actualizadas o al menos mediciones actualizadas a intervalos regulares, el WTG podrá adaptarse a los cambios en las resonancias debido al desgaste de los componentes mecánicos y otros parámetros que pueden variar a lo largo del tiempo. Por lo tanto, el control de la operación del WTG responde al estado real de los componentes mecánicos y otros parámetros que puedan influir en las resonancias. Además, puesto que los niveles de umbral son adaptables a lo largo del tiempo, esto permite una operación energéticamente eficiente del WTG cuando el WTG está todavía nuevo, cuando se pueden aceptar altos niveles de vibración. En una etapa más antigua, se puede establecer un umbral inferior para asegurar una operación más cuidadosa del WTG, dando como resultado una menor eficiencia energética, pero un tiempo de vida útil esperado del WTG.

El gestor de condiciones operativas se puede disponer para calcular una relación deseada entre la velocidad del rotor y la energía eléctrica producida en respuesta a al menos una condición del viento para modificar la relación deseada entre la velocidad del rotor y la energía eléctrica producida en respuesta a los datos relacionados con la pluralidad de mediciones, y para controlar la operación del WTG en consecuencia. De este modo, el sistema de control puede calcular la operación más eficiente energéticamente, con las condiciones de viento dadas, y luego modificar esta operación para cumplir con intervalos de velocidades que deben evitarse debido a resonancias mecánicas. En otras palabras, el sistema de control puede incluir una estrategia de control para navegar en torno a los intervalos de velocidades con resonancias de la manera más eficiente energéticamente, teniendo en cuenta las cargas aceptables a aplicar y también un tiempo aceptable cuando el WTG se opera, inevitablemente, dentro de los intervalos de velocidades del rotor con requisitos limitados.

El sistema de control se dispone preferentemente para realizar mediciones actualizadas del parámetro físico indicativo de vibraciones mecánicas del al menos un componente mecánico, para adaptarse a los cambios en los componentes mecánicos a lo largo del tiempo. De este modo se puede realizar de manera continua para obtener datos para muchas condiciones operativas diferentes, o las mediciones se pueden actualizar a intervalos regulares.

El al menos un sensor del sistema de medición puede comprender un acelerómetro, un extensómetro, un sensor óptico de vibración y un micrófono. Pueden utilizarse también otros tipos de sensores capaces de proporcionar datos indicativos de niveles de vibración o niveles de ruido. Se puede proporcionar uno o más sensores en cada componente mecánico crítico. Por ejemplo, se pueden proporcionar dos o tres sensores de vibración para medir vibraciones en un componente mecánico en direcciones respectivas o en posiciones respectivas sobre los componentes.

En algunas realizaciones, el al menos un sensor comprende un micrófono dispuesto para medir el ruido generado por al menos un componente mecánico, por ejemplo, mediante un micrófono colocado en la góndola. Especialmente, el gestor de condiciones operativas se puede disponer para estimar el ruido externo generado por el WTG en respuesta al ruido medido por el micrófono. Por lo tanto, el sistema de control se puede disponer para tener en cuenta diferentes exigencias de ruido externo que el WTG debe cumplir, por ejemplo, diferentes límites de ruido de día y de noche, y también puede ser posible analizar el ruido con respecto a los tonos puros, para estimar si el límite de ruido externo para el WTG se restringirá aún más por una denominada penalización de tono puro. Esto permite que el sistema de control opere el WTG para cumplir con los límites de ruido dados.

El sistema de medición puede comprender una pluralidad de sensores dispuestos para realizar mediciones de parámetros físicos indicativos de vibraciones mecánicas de los respectivos componentes mecánicos del WTG. Especialmente, se prefiere que al menos un sensor se proporcione en cada uno de: el generador de energía eléctrica, la caja de engranajes y la al menos una pala, por ejemplo, en todas las palas del WTG. Más

específicamente, se pueden disponer sensores de vibración para medir vibraciones en el sentido de batimiento relativo entre al menos dos palas, que se sabe que proporcionan una posible resonancia que puede no ser posible detectar mediante mediciones de vibración en el tren de accionamiento o mediciones de vibración separadas en las palas.

5 Por lo general, el sistema de medición se dispone preferentemente para realizar un análisis espectral de señales recibidas desde al menos un sensor. Se prefiere medir niveles de vibración y/o niveles de ruido de los componentes mecánicos, y para muchos de los componentes, un análisis espectral de las señales de tiempo medidas puede realizarse ventajosamente para identificar componentes de frecuencia específicos que pueden utilizarse para clasificar el estado del componente mecánico. Además, la unidad de almacenamiento se puede disponer para almacenar datos indicativos de una extensión en un nivel de vibración o un nivel de ruido con respecto a la frecuencia, para al menos un componente mecánico. Esta dispersión se puede utilizar además para identificar si un pico de resonancia de vibración de un componente es estrecho, es decir, solo se ve afectado por un intervalo de velocidades del rotor estrecho, o si la resonancia es amplia, requiriendo de este modo evitar un intervalo más amplio de velocidades del rotor.

En un segundo aspecto, la invención proporciona un WTG que comprende un sistema de control de WTG de acuerdo con el primer aspecto.

20 En un tercer aspecto, la invención proporciona un método para controlar un WTG de una manera comparable con el primer aspecto.

Se entiende que las mismas ventajas que se describen para el primer aspecto se aplican también para los aspectos segundo y tercero, y las mismas realizaciones principales del primer aspecto se aplican también para los aspectos segundo y tercero. Los aspectos primero, segundo y tercero se pueden combinar con cualquiera de los otros aspectos. Estos y otros aspectos de la invención se harán evidentes y se dilucidarán con referencia a las realizaciones descritas a continuación.

Breve descripción de las figuras

30 Las realizaciones de la invención se describirán con más detalle a continuación con respecto a las figuras adjuntas. Las figuras muestran una forma de implementación de la presente invención y no deben interpretarse como limitativas para otras posibles realizaciones comprendidas dentro del alcance del conjunto de reivindicaciones adjunto.

35 La Figura 1 ilustra un diagrama de bloques de una realización del sistema de control de turbina eólica,

la Figura 2 ilustra un diagrama de bloques de un ejemplo de determinación y almacenamiento de información sobre estados de resonancia, y

40 las Figuras 3 y 4 ilustran gráficas de ejemplos de navegación alrededor de un intervalo de velocidades del rotor con una resonancia detectada de un componente mecánico del WTG,

45 la Figura 5 ilustra un gráfico con ejemplos de niveles de ruido medidos a diferentes velocidades del rotor y selección de diferentes intervalos de velocidades del rotor para evitar en periodos diurnos y nocturnos, donde la legislación establece diferentes límites de ruido externo y

50 la Figura 6 ilustra un gráfico de un ejemplo de un umbral de vibración permitido para un componente mecánico en función del tiempo, mostrando que se puede seleccionar este umbral para que varíe durante el tiempo de vida del WTG.

Descripción detallada de una realización

55 La Figura 1 muestra un diagrama de bloques de una realización del sistema de control del WTG adaptativo. Un sistema de medición incluye un procesador de medición MP que recibe entradas de los sensores de medición, aquí dos acelerómetros A1, A2 y de un micrófono MC. Estos sensores A1, A2, MC se sitúan sobre componentes mecánicos críticos del WTG para proporcionar datos indicativos de vibraciones de tales componentes, especialmente del tren de accionamiento y las palas. Por ejemplo, A1 se puede montar en el generador de energía eléctrica, A2 se puede montar en la estructura del rotor y el micrófono MC se puede colocar para medir el ruido acústico en la góndola. De este modo, una pluralidad de mediciones de niveles de vibración y niveles de ruido se pueden almacenar junto con información sobre las condiciones operativas OC correspondientes para el WTG en el momento en que se realizaron las mediciones. Especialmente, tales condiciones operativas OC pueden incluir condiciones externas tales como temperatura, velocidad y dirección del viento, pero también condiciones relativas a la velocidad del rotor del WTG, y la energía eléctrica realmente generada. Por lo tanto, es posible que el sistema de medición pueda obtener entradas de medición desde los sensores A1, A2, MC durante una variedad de condiciones operativas diferentes.

Una unidad de almacenamiento SU almacena datos relacionados con la pluralidad de mediciones, por ejemplo, niveles de vibración y/o espectros de vibración, junto con los correspondientes datos de condiciones operativas OC del WTG en una base de datos de mediciones MD. Preferentemente, también se almacena un sello de tiempo, con el fin de permitir el control de una evolución temporal en los niveles de vibración.

5 Un gestor de condiciones operativas OCM se dispone para determinar un conjunto de parámetros PSC que comprende al menos una velocidad del rotor del WTG de acuerdo con un algoritmo de control en respuesta a los datos almacenados en la base de datos de mediciones MD. Sin embargo, en la realización ilustrada, el gestor de condiciones operativas OCM ejecuta un algoritmo que responde a una velocidad del rotor DRS recibida de un algoritmo que calcula la velocidad del rotor a aplicar para la generación de energía más eficiente del WTG, basándose en las condiciones de viento reales y estimadas. El gestor de condiciones operativas OCM busca en la base de datos de mediciones MD datos de vibración en o cerca de la velocidad del rotor deseada DRS y en caso de que uno o más de los componentes mecánicos exhiban altos niveles de vibración a la velocidad del rotor deseada DRS y al nivel de energía eléctrica deseado, el gestor de condiciones operativas OCM calcula una estrategia para navegar alrededor de un intervalo de velocidades del rotor con niveles de vibración inaceptables de la forma más eficiente energéticamente. Un conjunto de parámetros PSC, por ejemplo, en forma de curva de velocidad-energía a seguir, se genera después en consecuencia y se aplica al controlador de velocidad bloqueado adaptado ALSC que controla el WTG en consecuencia, tal y como se conoce en la técnica.

20 La ventaja de la invención es que el conjunto normal de intervalos de velocidades del rotor predeterminadas a evitar se ve reemplazado por una base de datos de mediciones MD dinámica que se actualiza con datos medidos para los componentes mecánicos reales del WTG individual en diferentes condiciones operativas. Por lo tanto, el gestor de condiciones operativas solo necesita navegar en torno a las condiciones operativas más críticas, por ejemplo, combinaciones de velocidad del rotor y carga de potencia, donde se ha registrado realmente que se producen altos niveles de vibración. Esto permite una operación más eficaz del WTG, puesto que solo es necesario navegar alrededor de los intervalos de velocidades del rotor realmente críticos sin tener en cuenta un margen de seguridad debido a variaciones individuales debidas a tolerancias de componentes y posibles variaciones temporales en el comportamiento de los componentes.

30 En la práctica, la invención se puede implementar incluyendo un conjunto de arranque de intervalos de velocidades del rotor pre-programadas para navegar a su alrededor, es decir, como en los WTG de la técnica anterior. Una vez que el WTG está en operación, la base de datos de mediciones MD se actualizará con mediciones en diferentes condiciones operativas, y el sistema de control aprenderá de forma adaptativa el rendimiento real del WTG individual y, por tanto, será capaz de invalidar el intervalo de velocidad del rotor de arranque cuando se requiera una operación restringida.

35 La Figura 2 muestra un diagrama de bloques de una forma de implementar un detector de resonancia RDT en respuesta a una entrada en forma de un nivel de vibración VL1 en un componente mecánico. En una realización, el nivel de vibración medido VL1 se compara con un umbral predeterminado TH1 para el componente mecánico, por ejemplo, en forma de un umbral de vibración para la operación de seguridad del componente mecánico. Si el nivel de vibración VL1 supera el umbral TH1, la medición se puede clasificar como "resonancia". Al mismo tiempo, también se registran los datos de condiciones operativas OC para el WTG, al menos incluyendo una velocidad del rotor, y en respuesta el detector de resonancia se almacena en una base de datos o en una memoria, una ventana de velocidad del rotor RSW donde el nivel de vibración VL1 para el componente mecánico supera el umbral TH1. Por lo tanto, esta ventana de velocidad del rotor RSW sirve como entrada a un controlador de velocidad-energía PSCT que genera parámetros de control CP correspondientes para controlar el WTG.

50 Los datos de la ventana de velocidad del rotor RSW se actualizan preferentemente cuando nuevas mediciones indican cualquier cambio. Por ejemplo, la base de datos o memoria puede tener la forma de un conjunto fijo de ventanas de velocidad del rotor RSW, donde solo las velocidades superior e inferior del rotor se actualizan de forma adaptativa en respuesta a nuevas mediciones.

55 La Figura 3 muestra un gráfico que ilustra una posible estrategia para el sistema de control para navegar alrededor de un intervalo de velocidades del rotor o ventana de velocidad del rotor donde se han observado niveles de vibración y/o niveles de ruido críticamente altos. El gráfico muestra la velocidad del rotor RS con respecto al tiempo T, y la ventana de velocidad del rotor crítica entre un límite inferior LL y un límite superior UL se indica con un área punteada. La línea continua indica la velocidad del rotor RS preferida con respecto a la secuencia de tiempo T con respecto a la eficiencia energética óptima. Sin embargo, partiendo de una velocidad del rotor baja, esto incluiría la operación del WTG dentro de la ventana de velocidad del rotor crítica, es decir, entre LL y UL durante un periodo de tiempo bastante largo. En su lugar, el sistema de control se puede programar para seguir la línea discontinua en negrita, donde se sigue la secuencia preferida hasta que se alcanza el límite de velocidad del rotor inferior LL y esta velocidad del rotor se mantiene después aproximadamente durante el periodo a medida que la secuencia óptima prescribe para aumentar la velocidad desde el límite inferior LL hasta el límite superior UL. Solo ligeramente antes del final de este período, la velocidad del rotor se incrementa rápidamente hasta el límite superior UL, operando así el WTG dentro del intervalo LL a UL solamente durante un corto periodo de tiempo TR. Después de esta navegación, se puede volver a seguir la secuencia óptima.

La Figura 4 muestra otro gráfico que sirve también para ilustrar cómo el sistema de control puede navegar alrededor de una ventana de velocidad del rotor RS crítica dentro de un límite inferior LL y un límite superior UL. El gráfico ilustra la relación entre la energía eléctrica generada P con respecto a la velocidad del rotor RS, también conocida como curva de velocidad-energía. Nuevamente el área punteada indica la ventana de velocidad del rotor RS crítica, mientras que la secuencia óptima se indica con la línea continua, y la secuencia elegida realmente se muestra con las líneas y flechas en negrita. A partir de una velocidad del rotor baja, se sigue la secuencia óptima hasta que se alcanza el límite de velocidad del rotor inferior LL. La carga se incrementa después con una velocidad del rotor RS mantenida hasta que la energía eléctrica P se haya incrementado a un nivel en el que la secuencia óptima prescribe en correspondencia con el límite de velocidad superior del rotor UL. A continuación, se incrementa la velocidad del rotor con un nivel de potencia mantenido P, hasta que se alcanza el límite de velocidad superior del rotor UL y después se puede seguir la secuencia óptima. Como se indica con las flechas, se sigue preferentemente la estrategia opuesta cuando se parte de una alta velocidad del rotor y se desacelera el rotor, formando así una curva de histéresis.

La Figura 5 muestra un gráfico de ejemplo de niveles de ruido medidos NL, por ejemplo medidos con un micrófono colocado en la góndola. Este nivel de ruido NL se puede utilizar para estimar la emisión de ruido externo del WTG. Las mediciones se muestran como asteriscos y se representan gráficamente en función de la velocidad del rotor RS. Como se ha visto, las mediciones indican un carácter de resonancia del nivel de ruido NL, puesto que se observa un pico en el nivel de ruido NL en un intervalo de velocidad del rotor RS bastante estrecho. Sabiendo tanto el nivel de pico como también de la dispersión alrededor de la velocidad del rotor RS en la que se produce el nivel de pico, dichos datos se pueden utilizar para determinar diferentes velocidades del rotor RS que deben evitarse en los períodos en los que deben respetarse diferentes límites de ruido externo. Por ejemplo, se indica que un límite de tiempo diurno DLM es más alto que un límite de ruido nocturno NLM. Teniendo en cuenta las mediciones de ruido, se pueden determinar las ventanas de velocidad del rotor RSWD y RSWN correspondientes, que deben evitarse para cumplir con los límites de ruido, puesto que las velocidades del rotor dentro de las ventanas RSWD y RSWN darían lugar a un nivel de ruido NL que excede los límites DLM, NLM. Por simplicidad, la influencia del nivel de carga no se considera aquí, pero en la práctica, es posible considerar una dependencia multidimensional al determinar las ventanas de velocidad del rotor RSWD, RSWN.

La Figura 6 ilustra un gráfico con un nivel de vibración VL con respecto al tiempo T y una indicación de un ejemplo de umbrales de niveles de vibración TH1, TH2, TH3 que se determinan para cambiar a lo largo del tiempo T para uno o más componentes mecánicos críticos. Con referencia, por ejemplo, a la Figura 2, tal umbral de nivel de vibración TH1 se puede utilizar para determinar la ventana de velocidad del rotor crítica a evitar para la operación segura del WTG. Sin embargo, como se ilustra en la Figura 6, podría preferirse que se acepte un umbral de nivel de vibración bastante alto TH1 para operar el WTG cuando es nuevo, mientras que el umbral se puede ajustar hacia abajo a umbrales inferiores TH2, TH3 cuando el WTG se vuelve más antiguo. Tal estrategia aumentará la eficiencia energética cuando el WTG es nuevo, mientras que la eficiencia energética se intercambia por un período de larga vida en un estado posterior. Sin embargo, independientemente del umbral de vibración que se seleccione, el sistema de control de acuerdo con la invención, ayudará a proporcionar la máxima eficiencia energética combinada con una seguridad óptima, dentro del umbral de vibración seleccionado, puesto que la evaluación contra el umbral es una medición de vibración real.

En resumen, la invención proporciona un sistema de control de WTG adaptativo que comprende un sistema de medición MS con sensores A1, A2, MC dispuestos para realizar mediciones de vibraciones mecánicas de uno o más componentes mecánicos del WTG, en una pluralidad de condiciones operativas del WTG. Una unidad de almacenamiento SU almacena, en una base de datos de mediciones MD, datos medidos y datos de condiciones operativas OC correspondientes para el WTG. Un gestor de condiciones operativas OCM determina cómo operar el WTG, incluida la velocidad del rotor PSC, de acuerdo con un algoritmo de control en respuesta a los datos almacenados en la base de datos de mediciones MD. De este modo, se pueden tener en cuenta las mediciones individuales de vibración en componentes críticos tales como el generador de energía eléctrica y las palas del WTG al determinar qué ventanas de velocidad del rotor se deben evitar. Esto permite un WTG más eficiente energéticamente, puesto que se puede evitar un gran margen de seguridad alrededor de ventanas de velocidad del rotor tabuladas, calculadas o predeterminadas. Además, con una actualización continua de las mediciones, el sistema de control puede tener en cuenta variaciones en el comportamiento de vibración de los componentes a lo largo del tiempo.

Aunque la presente invención se ha descrito en relación con las realizaciones especificadas, no debe interpretarse que esté de ninguna manera limitada a los ejemplos presentados. El alcance de la presente invención viene establecido por el conjunto de reivindicaciones adjuntas. En el contexto de las reivindicaciones, las expresiones "comprendiendo" o "comprende(n)" no excluyen otros posibles elementos o etapas. Además, la mención de referencias tales como "un" o "una", etc. no debe ser interpretada como la exclusión de una pluralidad. El uso de signos de referencia en las reivindicaciones con respecto a los elementos indicados en las figuras tampoco se interpretará como limitativo del alcance de la invención.

REIVINDICACIONES

1. Un sistema de control de generador de turbina eólica adaptativo que comprende

- 5 - un sistema de medición (MS) que comprende al menos un sensor (A1, A2, MC) dispuesto para realizar una pluralidad de mediciones de un parámetro físico indicativo de vibraciones mecánicas de al menos un componente mecánico del generador de turbina eólica en una pluralidad de condiciones operativas para el generador de turbina eólica,
- 10 - una unidad de almacenamiento (SU) dispuesta para almacenar, en una base de datos de mediciones (MD), datos relacionados con la pluralidad de mediciones junto con datos de condiciones operativas (OC) correspondientes para el generador de turbina eólica y
- un gestor de condiciones operativas (OCM) dispuesto para determinar al menos una velocidad del rotor (PSC) del generador de turbina eólica de acuerdo con un algoritmo de control en respuesta a los datos almacenados en la base de datos de mediciones (MD),
- 15 - un detector de resonancia (RDT) dispuesto para determinar un intervalo de velocidades del rotor (RSW) al que la operación del generador de turbina eólica se debe restringir, en respuesta a la pluralidad de mediciones de un parámetro físico indicativo de vibraciones mecánicas de al menos un componente mecánico, y en el que la unidad de almacenamiento (SU) se dispone para almacenar datos indicativos del intervalo de velocidades del rotor (RSW) al que se debería restringir la operación del generador de turbina eólica, en el que el detector de resonancia (RDT) se dispone para determinar un intervalo de velocidades del rotor (RSW) donde la operación del generador de turbina eólica se debe restringir para evitar la activación de resonancias mecánicas, en respuesta a una comparación entre una medida del nivel de vibración (VL) o nivel de ruido y un valor umbral (TH1, TH2, TH3), y
- 20 caracterizado por que el sistema de control se dispone para variar el valor umbral (TH1, TH2, TH3) en respuesta al tiempo, para adaptar un nivel de vibración (VL) aceptado de al menos un componente mecánico del generador de turbina eólica en respuesta a una antigüedad del generador de turbina eólica.

2. Sistema de control del generador de turbina eólica de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el gestor de condiciones operativas (OCM) se dispone para calcular una relación deseada entre la velocidad del rotor y la energía eléctrica producida en respuesta a al menos una condición del viento, para modificar la relación deseada entre la velocidad del rotor y la energía eléctrica producida en respuesta a los datos relacionados con la pluralidad de mediciones, y para controlar la operación del generador de turbina eólica en consecuencia.

3. Sistema de control del generador de turbina eólica de acuerdo con la reivindicación 1 o la reivindicación 2, dispuesto para realizar mediciones actualizadas del parámetro físico indicativo de vibraciones mecánicas de al menos un componente mecánico, para adaptarse a cambios en componentes mecánicos a lo largo del tiempo.

4. Sistema de control del generador de turbina eólica de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en el que el al menos un sensor comprende al menos uno de: un acelerómetro (A1, A2), un extensómetro, un sensor óptico de vibración y un micrófono (MC).

5. Sistema de control del generador de turbina eólica de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en el que el al menos un sensor comprende un micrófono (MC) dispuesto para medir el ruido generado por al menos un componente mecánico y en el que el gestor de condiciones operativas (OCM) se dispone para estimar el ruido externo generado por el generador de turbina eólica en respuesta al ruido medido por el micrófono (MC).

6. Sistema de control del generador de turbina eólica de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en el que el sistema de medición (MS) comprende una pluralidad de sensores (A1, A2, MC) dispuestos para realizar mediciones de parámetros físicos indicativos de vibraciones mecánicas de componentes mecánicos respectivos del generador de turbina eólica.

7. Sistema de control del generador de turbina eólica de acuerdo con la reivindicación 6, en el que los componentes mecánicos comprenden uno o más de: un generador de energía eléctrica, una caja de engranajes y al menos una pala.

8. Sistema de control del generador de turbina eólica de acuerdo con la reivindicación 7, que comprende sensores de vibración dispuestos para medir vibraciones en el sentido del batimiento relativo entre al menos dos palas.

9. Sistema de control del generador de turbina eólica de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el sistema de medición (MS) se dispone para realizar el análisis espectral de señales recibidas desde al menos un sensor.

10. Sistema generador de control de turbina eólica de acuerdo con la reivindicación 9, en el que la unidad de almacenamiento (SU) se dispone para almacenar datos indicativos de una propagación en un nivel de vibración o un nivel de ruido con respecto a la frecuencia, para al menos un componente mecánico.

11. Generador de turbina eólica que comprende un sistema de control de generador de turbina eólica de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores.

12. Método para controlar un generador de turbina eólica, comprendiendo el método

- 5
- realizar una pluralidad de mediciones de un parámetro físico indicativo de vibraciones mecánicas de al menos un componente mecánico del generador de turbina eólica en una pluralidad de condiciones operativas para el generador de turbina eólica,
 - almacenar datos relacionados con la pluralidad de mediciones junto con datos de condiciones operativas correspondientes para el generador de turbina eólica en una base de datos de mediciones, y
 - determinar al menos una velocidad del rotor del generador de turbina eólica de acuerdo con un algoritmo de control en respuesta a los datos almacenados en la base de datos de mediciones,
 - determinar un intervalo de velocidades del rotor (RSW) al que la operación del generador de turbina eólica se debe restringir, en respuesta a la pluralidad de mediciones de un parámetro físico indicativo de vibraciones mecánicas de al menos un componente mecánico, y en el que los datos indicativos del intervalo de velocidades del rotor (RSW) al que se debe restringir la operación del generador de turbina eólica se almacenan en una unidad de almacenamiento, en el que se incluye además la determinación de un intervalo de velocidades del rotor (RSW) donde la operación del generador de turbina eólica se debe restringir para evitar la activación de resonancias mecánicas, en respuesta a una comparación entre una medida del nivel de vibración (VL) o nivel de ruido y un valor umbral (TH1, TH2, TH3), y
 - caracterizado por que el valor umbral (TH1, TH2, TH3) se varía en respuesta al tiempo, para adaptar un nivel de vibración (VL) aceptado de al menos un componente mecánico del generador de turbina eólica en respuesta a una antigüedad del generador de turbina eólica.

25

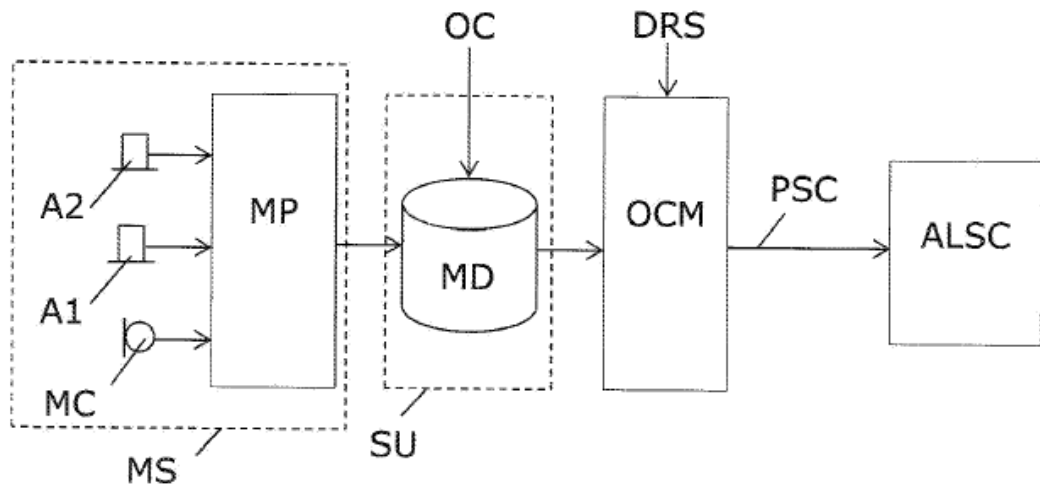


Fig. 1

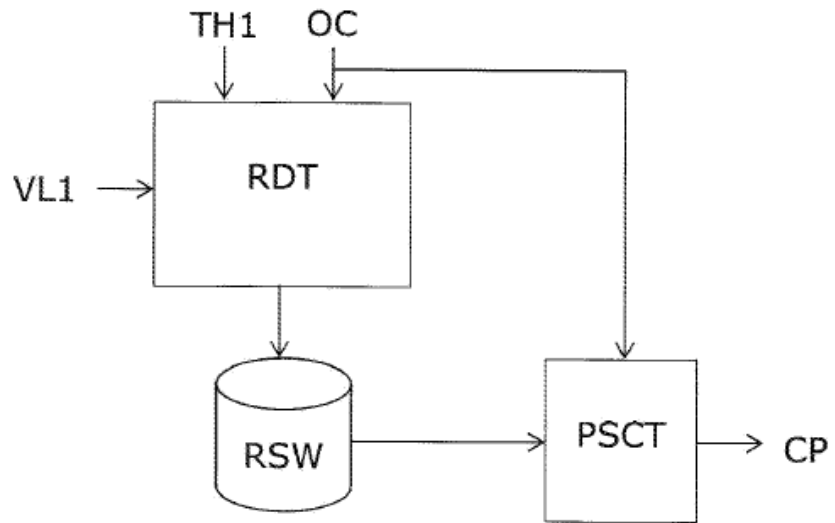


Fig. 2

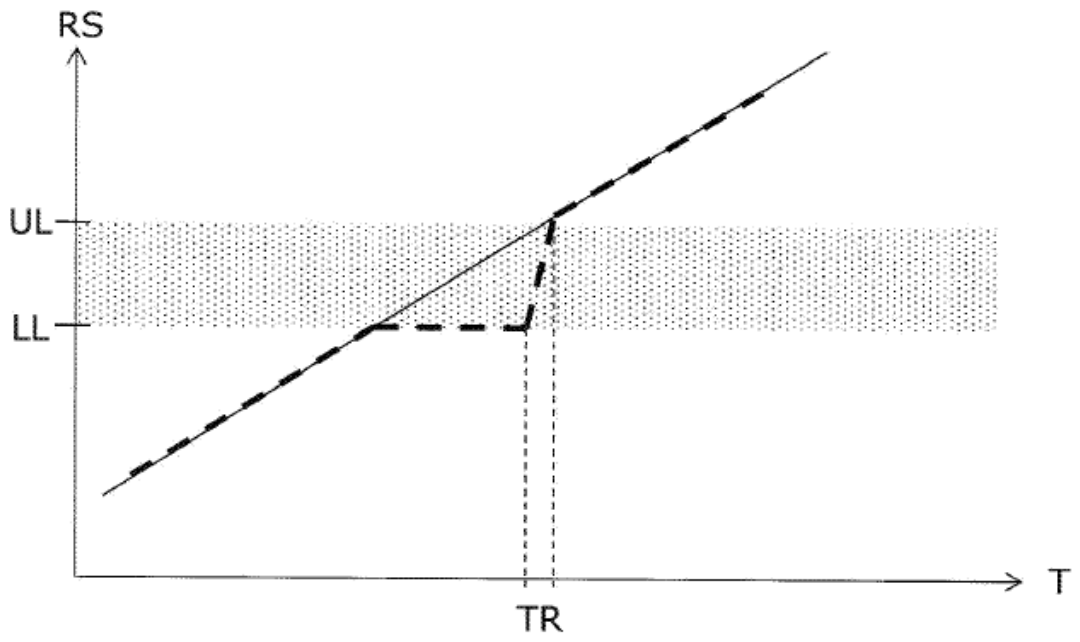


Fig. 3

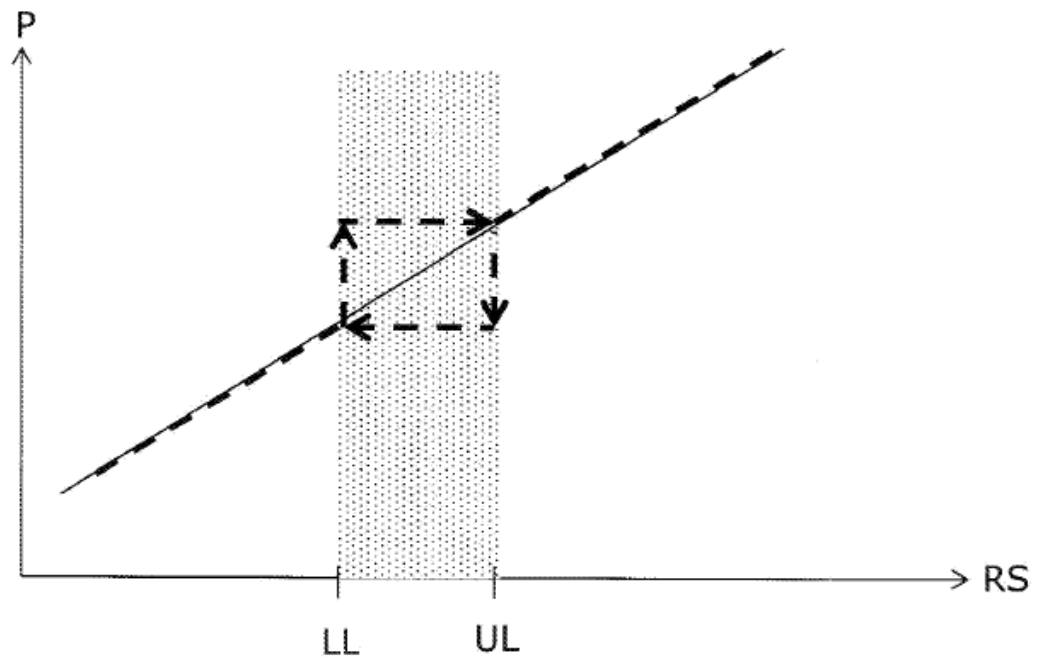


Fig. 4

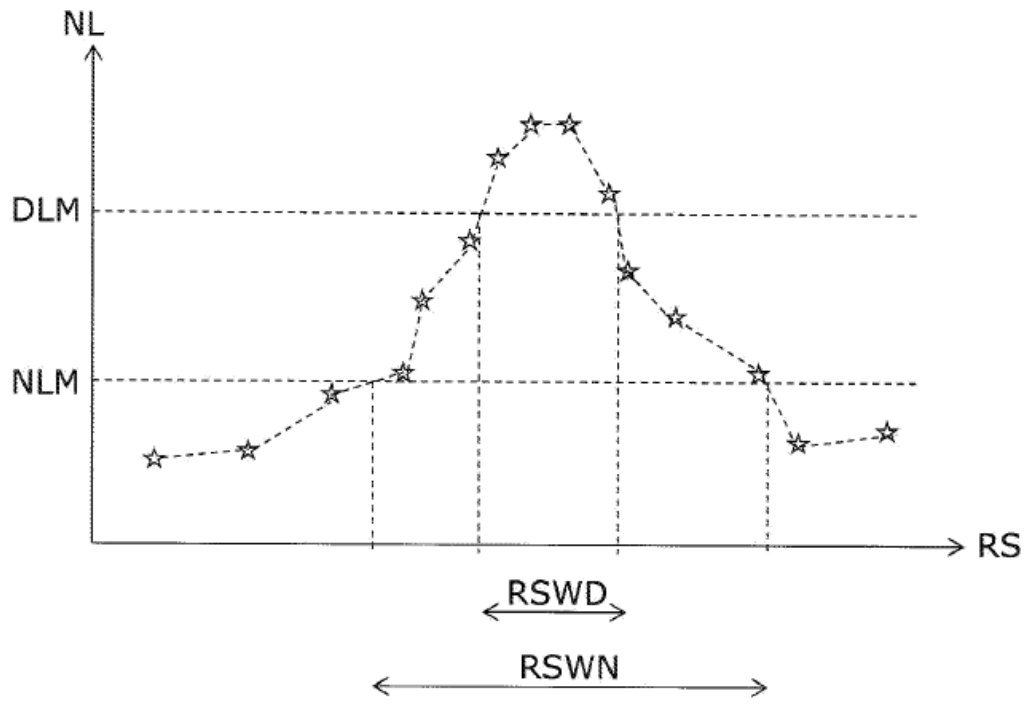


Fig. 5

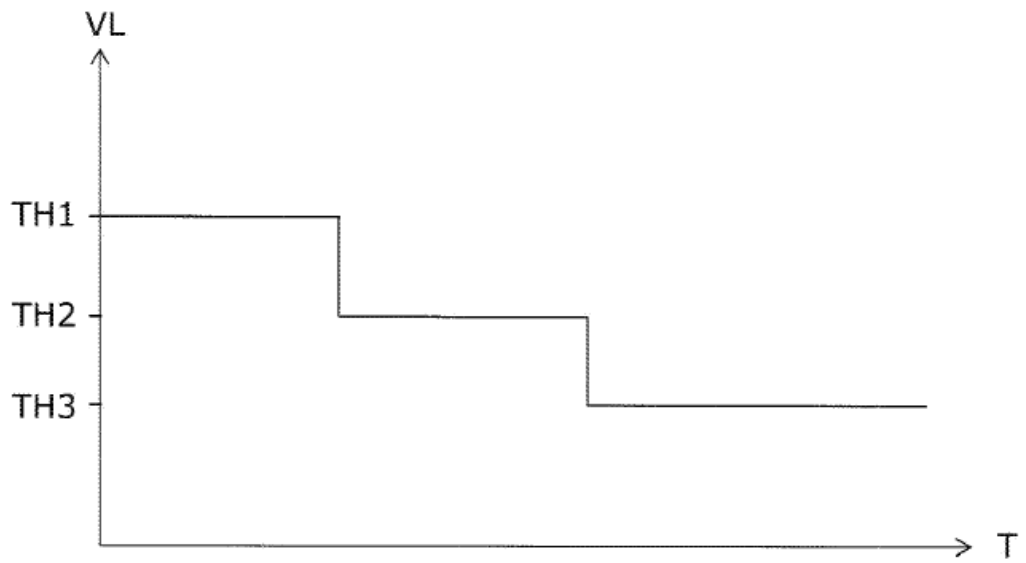


Fig. 6