

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 766 382**

51 Int. Cl.:

**H02M 1/32** (2007.01)

**G01K 3/04** (2006.01)

**F03D 1/00** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **19.08.2011 PCT/EP2011/064270**

87 Fecha y número de publicación internacional: **23.02.2012 WO12022797**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **19.08.2011 E 11749796 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **11.12.2019 EP 2580855**

54 Título: **Procedimiento y sistema para adaptar la carga a la que está sometido un componente eléctrico y/o electrónico en una instalación de energía eólica**

30 Prioridad:

**20.08.2010 EP 10173530**

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

**12.06.2020**

73 Titular/es:

**SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY A/S  
(100.0%)  
Borupvej 16  
7330 Brande, DK**

72 Inventor/es:

**KRUG, FLORIAN**

74 Agente/Representante:

**LOZANO GANDIA, José**

ES 2 766 382 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

## DESCRIPCIÓN

Procedimiento y sistema para adaptar la carga a la que está sometido un componente eléctrico y/o electrónico en una instalación de energía eólica

5

La presente invención se refiere a un procedimiento para adaptar la carga a la que está sometido un componente eléctrico y/o electrónico, en particular un convertidor, en una instalación de energía eólica. Además se refiere la misma a un sistema para adaptar la carga a la que está sometido un componente eléctrico y/o electrónico, en particular un convertidor, en una instalación de energía eólica.

10

Por el documento DE 10 2005 033229A1 se conocen una red, un procedimiento y una unidad de cálculo para el control de instalaciones de energía eólica, que incluyen una recopilación y procesamiento de datos de sensores, por ejemplo relativos a la velocidad del viento y a la intensidad de vibraciones. En base a una comparación de datos de sensores actuales, que se obtienen en una instalación de energía eólica posicionada en un lugar más avanzado respecto a la correspondiente dirección del viento, con valores límites de diseño definidos, se realiza en al menos una instalación de energía eólica situada detrás de la anterior, reaccionando con rapidez, un ajuste de la inclinación de las palas del rotor, para evitar que se sobrepasen valores límites de diseño y evitar así daños debidos a sobrecargas del viento y con ello aumentar a largo plazo el rendimiento en cuanto a potencia eléctrica de un parque eólico.

15

20

En el documento WO 2009/133 161 A2 se describe la vigilancia de un estado de conservación de un engranaje de transmisión de una instalación de energía eólica. Se miden fuerzas y pares de giro que actúan sobre el engranaje de transmisión a intervalos regulares de tiempo y se determina, realizando una modelización, el instante en el que se producirá un defecto en el engranaje de transmisión. En función de ese instante, se limitan a continuación las condiciones de funcionamiento del engranaje de transmisión, para lograr una vida útil deseada.

25

Los componentes eléctricos y/o electrónicos en instalaciones de energía eólica, por ejemplo convertidores (también denominados inversores) están sometidos, debido a su especial lugar de utilización, que la mayoría de las veces está dispuesto dentro de la casa de máquinas (también llamada carlinga), a condiciones del entorno especialmente crudas. En particular están sometidos los mismos a fuertes vibraciones debidas al viento y al funcionamiento de los rotores, así como a grandes oscilaciones de temperatura debido a los ciclos de conexión irregulares y debido a temperaturas exteriores rápidamente cambiantes, presentando estos cambios además grandes amplitudes. Esto es válido tanto para el funcionamiento de instalaciones de energía eólica offshore como también en instalaciones de energía eólica onshore, agudizando las condiciones del entorno en el funcionamiento offshore factores de influencia adicionales como tormentas que se presentan con más frecuencia y el agua de salpicaduras (que contiene sal) que ello implica. Esto significa en suma que tales componentes eléctricos y/o electrónicos están sometidos a un fuerte desgaste, aún cuando los mismos están situados la mayoría de las veces dentro de la cubierta de la casa de máquinas.

30

35

40

A la vez, un fallo inesperado de un único componente de tales componentes eléctricos y/o electrónicos en una instalación de energía eólica implica un gasto muy elevado en cuanto a intervención y costes adicionales de mantenimiento. Por lo tanto, la mayoría de las veces el objetivo es mantener tales componentes, por ejemplo en el marco de mantenimientos regulares, en una acción de sustitución regular, para que no se presente un fallo de repente e inesperadamente, con lo cual pueden evitarse tiempos de parada adicionales.

45

Correspondientemente es importante proporcionar posibilidades muy fiables de estimación correcta de un instante de mantenimiento, para poder reaccionar con suficiente antelación, es decir, antes de que falle el componente eléctrico y/o electrónico. La mayoría de las veces consiste hoy en día la vigilancia de los componentes en una simple vigilancia en cuanto a faltas, es decir, se indica cuando un componente ya ha fallado. Para evitar tales fallos, se mantienen además los intervalos de mantenimiento conscientemente muy cortos y más bien se sustituye un componente demasiado pronto por razones de seguridad. Esto a su vez implica que la utilización de material y trabajo en relación con estos componentes eléctricos y/o electrónicos por lo general es mayor que lo que realmente sería necesario técnicamente.

50

55

Aún cuando esté determinado con exactitud un tal instante de mantenimiento, sigue existiendo el problema de que ese instante de mantenimiento pueda encontrarse ya antes de un instante de mantenimiento de un intervalo de mantenimiento planificado, es decir, que es de esperar que el componente falle ya antes de la siguiente llegada de personal de mantenimiento a la instalación de energía eólica. Esto significa que ha de enviarse personal con antelación, es decir, fuera del turno de mantenimiento, a la instalación de energía eólica, para realizar un mantenimiento fuera del plan, lo que implica los correspondientes sobrecostes.

60

65

Por lo tanto es objetivo de la invención optimizar el funcionamiento de componentes eléctricos y/o electrónicos en instalaciones de energía eólica, en particular garantizar al máximo que los componentes no fallen prematuramente, es decir, antes de un instante de mantenimiento rutinario.

5 Este objetivo se logra mediante un procedimiento según la reivindicación 1 y un sistema según la reivindicación 14.

Correspondientemente incluye un procedimiento de la clase citada al principio, de acuerdo con la invención, al menos las siguientes etapas:

10

- Determinación de una vida útil esperada del componente eléctrico y/o electrónico hasta alcanzar un valor indicativo de mantenimiento, que representa un estado del componente en base al cual ha de realizarse el mantenimiento del componente basándose en prescripciones fijadas de antemano.

15

- Comparación de la vida útil esperada con un instante de mantenimiento siguiente de la instalación de energía eólica.

20

- Control de la instalación de energía eólica y de al menos otra instalación de energía eólica en el entorno espacial de la instalación de energía eólica tal que se reduzca la carga a la que está sometido el componente eléctrico y/o electrónico. El control de la instalación de energía eólica se realiza entonces en función de los resultados de la comparación de la vida útil esperada con el siguiente instante de mantenimiento de la instalación de energía eólica, haciendo funcionar la otra instalación de energía eólica selectivamente tal que la instalación de energía eólica llegue a estar más de lo necesario a sotavento de la otra instalación de energía eólica.

25

Se realiza por lo tanto una colocación a sotavento selectiva, intencionada, de la correspondiente instalación de energía eólica afectada orientando la/s otra/s instalación/instalaciones de energía eólica, con el efecto de la reducción del viento en el rotor de las instalaciones de energía eólica afectadas y reduciendo de esta manera a su vez indirectamente la carga a la que está sometido el correspondiente componente.

30

Mediante el procedimiento correspondiente a la invención se logra que la vida útil del componente afectado se optimice en el sentido de que funcione aún con la mayor probabilidad posible hasta el siguiente instante de mantenimiento. El fundamento de ello es que implica menos coste y gastos reducir la potencia de la instalación de energía eólica y debido a ello el rendimiento eléctrico que arriesgar el fallo total de la instalación de energía eólica hasta ese instante de mantenimiento o bien enviar prematuramente personal de servicio de mantenimiento al lugar. Esto es válido para instalaciones onshore, pero especialmente para instalaciones offshore, a las que sólo puede llegarse con bastante más dificultad y costes que a las primeras citadas.

35

40

Por lo tanto, se determina primeramente el tiempo de vida que es de esperar (es decir, esperado) y a partir de ello se deriva un conjunto de órdenes de control que ayudan directamente, pero con preferencia indirectamente, a reducir la carga a la que está sometido el correspondiente componente. Una reducción directa de cargas puede lograrse por ejemplo desconectando sencillamente el correspondiente componente. Ejemplos de la reducción indirecta de las cargas dependen de la clase de componente y en especial para un convertidor se describirán más abajo varios ejemplos de ejecución.

45

Como valor orientativo en el procedimiento sirve el llamado valor indicativo de mantenimiento. Este valor indicativo de mantenimiento representa un estado del componente en el que ha de realizarse el mantenimiento del componente en base a prescripciones fijadas de antemano. Tales prescripciones fijadas de antemano incluyen por ejemplo valores experimentales, normas o prescripciones similares de otro tipo. Bajo un mantenimiento se entiende tanto una sustitución del componente completo o de piezas del componente, como también una reparación o bien un examen a fondo del componente. Si se compara este valor indicativo de mantenimiento con el estado real del componente, resulta de ello la vida útil esperada del componente, que a continuación se utilizará para el control de la instalación eólica y/o instalaciones de energía eólica del entorno en el sentido correspondiente a la invención. De esta manera se logra un control que depende del estado del componente, cuidándose por lo tanto el componente selectivamente y provocándose en definitiva una prolongación de la vida útil del componente.

50

55

60

Como instalaciones de energía eólica en el entorno espacial de la instalación de energía eólica afectada, se consideran todas aquellas instalaciones que se encuentran en un estricto contexto funcional en el espacio con la correspondiente instalación de energía eólica afectada cuyo componente ha de cuidarse. Se trata por lo tanto en particular de otras instalaciones de energía eólica dentro de un parque eólico, con preferencia precisamente aquellas que se encuentran en directa proximidad limítrofe con la instalación de energía eólica afectada y que pueden colocar a la misma, por ejemplo parcialmente, a sotavento.

65

Un sistema correspondiente a la invención de la clase citada al principio incluye al menos:

## ES 2 766 382 T3

- una unidad de determinación, que determina en funcionamiento una vida útil esperada del componente eléctrico y/o electrónico hasta alcanzar un valor indicativo del mantenimiento, que representa un estado del componente en el que ha de realizarse el mantenimiento del componente
- 5 - una unidad de comparación constituida tal que la misma compara la vida útil esperada con un siguiente instante de mantenimiento de la instalación de energía eólica,
- una unidad de control que controla la instalación de energía eólica y al menos otra instalación de energía eólica situada en el entorno espacial de la instalación de energía eólica en función de los resultados de la comparación del tiempo de vida esperado con el siguiente instante de mantenimiento
- 10 de la instalación de energía eólica, tal que se reduce la carga a la que está sometido el componente eléctrico y/o electrónico, funcionando la otra instalación de energía eólica selectivamente tal que la instalación de energía eólica llega a estar más tiempo del necesario a sotavento de la otra instalación de energía eólica.

15 Puesto que el procedimiento puede realizarse dentro del sistema, es decir, del sistema de adaptación de la carga, tanto mediante hardware como también con ayuda de componentes de software o bien mediante una combinación de hardware y software, incluye la invención también un producto de programa de computadora que puede cargarse directamente en un procesador de un sistema de adaptación de la carga programable, con medios de código de programa para ejecutar todas las etapas de un procedimiento correspondiente a la invención cuando el producto de programa se ejecuta sobre el sistema de adaptación de la carga.

20 Otras variantes de configuración y perfeccionamientos de la invención especialmente ventajosos resultan también de las reivindicaciones dependientes, así como de la siguiente descripción. Al respecto puede estar perfeccionado el procedimiento correspondiente a la invención también en función de las reivindicaciones dependientes relativas al sistema de determinación.

25 En cuanto a la determinación del tiempo de vida esperado, incluye la misma con preferencia al menos las siguientes etapas:

- 30 a) determinación de un valor indicativo actual de la solicitud a la que está sometido en ese momento el componente eléctrico y/o electrónico,
- b) comparación del valor indicativo de la solicitud actual con el valor indicativo del mantenimiento,
- 35 c) deducción del tiempo de vida esperado en base a la relación entre el valor indicativo de la solicitud y el valor indicativo del mantenimiento.

Adicionalmente a la aportación del valor indicativo del mantenimiento, se determina por lo tanto el valor indicativo de la solicitud como magnitud orientativa. El mismo representa el estado actual del componente. Mientras que para la determinación de valores indicativos de la solicitud hasta ahora la mayoría de las veces simplemente se añadía un tiempo de utilización de un componente electrónico, se prefiere incluir métodos de medida y/o determinación más exactos, que aportan un valor indicativo de la solicitud más exacto, es decir, un valor dependiente del estado. A continuación se describen métodos de determinación preferidos.

40 Ambos valores se relacionan por lo tanto y a partir de ello se deduce el tiempo de vida esperado.

Para lograr un resultado lo más optimizado posible de la adaptación de la carga, se prefiere muy especialmente que la determinación del tiempo de vida esperado y el control se repitan en un bucle de regulación cerrado hasta que la carga del componente eléctrico y/o electrónico se reduzca tal que el tiempo de vida esperado se prolongue al menos hasta el siguiente instante de mantenimiento. Se realiza por lo tanto un control "close loop" (en bucle cerrado), que tiene como resultado que la vida útil del componente no sólo se prolongue ligeramente, sino que se prolongue selectivamente tal que dure más que el tiempo a transcurrir hasta el siguiente instante de mantenimiento y pueda esperarse al servicio de mantenimiento regular. Mediante el bucle de regulación cerrado se logra que se realice una regulación posterior continuada hasta que puede lograrse el resultado de vida útil deseado.

55 Para el control (además de la ya antes citada posible desconexión del componente) se tienen en cuenta en particular dos variantes que pueden utilizarse alternativa o complementariamente.

60 La primera variante consiste en que la propia instalación de energía eólica se controle tal que un rotor de la instalación de energía eólica se ajuste en cuanto a su posición en relación con una dirección actual del viento y/o al menos una pala del rotor en cuanto a su posición tal que el rotor alcance una velocidad de rotación inferior a la máxima posible en función de las condiciones de viento.

65 La instalación de energía eólica se coloca así por ejemplo mediante control acimutal contra el viento tal que el rendimiento en energía de la instalación de energía eólica se reduzca conforme a lo pretendido, quedando sub-optimizado. Sobre la instalación actúa menos energía cinética, en particular también sobre

5 sus componentes eléctricos y/o electrónicos, lo cual origina una reducción de la carga. En instalaciones de energía eólica se utiliza la denominación acimut para todo lo relacionado con el seguimiento horizontal del viento de la góndola. El sistema acimutal sirve para el seguimiento de la góndola y está compuesto por cojinetes acimutales, accionamiento acimutal, engranaje de transmisión acimutales y control acimutal. El accionamiento acimutal está compuesto por engranajes planetarios de varias etapas, accionados por 10 motores eléctricos controlados en frecuencia. En lugar de un control acimutal correspondiente, o adicionalmente al mismo, puede realizarse también un ajuste adecuado de las palas del rotor igualmente para reducir el rendimiento en energía. Los actuadores para el control acimutal y/o de las palas del rotor son los encargados de realizar las correspondientes variaciones de la posición de los elementos afectados por ello.

15 Con preferencia se determina el valor indicativo actual de la solicitud en base a mediciones de la temperatura en una zona del entorno del componente eléctrico y/o electrónico. Esto se realiza con preferencia automáticamente, es decir, con ayuda de algoritmos y/o sistemas de evaluación automáticos, en el marco de un proceso para el que durante el funcionamiento regular no es forzosamente necesaria ninguna intervención humana.

20 Mientras en la determinación de los valores indicativos de la solicitud por lo general simplemente se adiciona un tiempo de utilización de un componente electrónico, se aleja la presente forma de ejecución de una tal simple consideración de tiempo y aporta otra magnitud de influencia al primer plano: La curva de temperaturas a la que está sometido un componente influye precisamente en su envejecimiento con especial intensidad especialmente en el marco de instalaciones de energía eólica. Las piezas individuales de tales componentes eléctricos y/o electrónicos, por ejemplo elementos de chip, están precisamente en contacto entre sí mediante uniones permanentes, por ejemplo uniones por pegado o soldadura. Así por ejemplo se pegan, pinzan y/o sueldan varios elementos semiconductores, por ejemplo 25 los llamados módulos IGBT (Insulated Gate Polar Thyristors, transistores bipolares de puerta aislada) de un convertidor IGBT sobre un sustrato de soporte como una tarjeta de circuitos. Esta unión permanente entre tarjeta de circuitos y módulos está sometida a fuertes cargas de cizalla, debido al continuo cambio de la temperatura en la instalación de energía eólica. Con el calentamiento se dilatan precisamente los elementos individuales de manera diferente, por lo general más fuertemente que el sustrato de soporte, con lo que aparecen tensiones en la unión entre ambos.

30 La forma de ejecución utiliza el que tales tensiones se suman en el componente y así originan fatigas en el material de las uniones entre los elementos individuales del componente, con el efecto de que la mayoría de las veces la rotura de una tal unión origina el fallo del componente. El inventor ha detectado por lo tanto la causa esencial del fenómeno decisivo de la fatiga de componentes eléctricos y/o electrónicos en cuanto al objetivo pretendido y ha deducido de ello en consecuencia su método para determinar un valor indicativo de la solicitud correspondientemente exacto y/o representativo del componente eléctrico y/o electrónico.

35 La acumulación de valores de solicitudes es de por sí conocida por la ciencia de los materiales, precisamente por la investigación de síntomas de fatiga del material. Así se determinan y acumulan por ejemplo solicitudes debidas a tensiones y/o cargas en componentes mecánicos de máquinas. Evidentemente existe una diferencia decisiva entre la forma de proceder cuando se investigan determinaciones en materiales individuales respecto a la tarea que se formula aquí, donde están reunidos componentes eléctricos y electrónicos compuestos por numerosas partes integrantes individuales y por lo tanto no es evidente que el factor decisivo para la fatiga sea precisamente la (curva de) temperatura a la que está sometido el componente. Se ha comprobado por lo tanto sorprendentemente que el método aquí 40 presentado es claramente más adecuado para reproducir la solicitud a la que está sometido un componente electrónico en una instalación de energía eólica que por ejemplo el simple cálculo a base de tiempos de funcionamiento. Éste podría suponerse de por sí, pero puede partirse de que las uniones no son el eslabón más débil en el componente, sino los distintos componentes funcionales, es decir, en consecuencia los módulos electrónicos. Podría presuponerse que es así probablemente también en el marco de las aplicaciones electrónicas usuales, pero en relación con aplicaciones en centrales de energía eólica se ha comprobado que las extremas oscilaciones de temperatura debilitan los componentes tan 45 claramente que otros efectos de envejecimiento juegan un papel secundario.

50 Este efecto puede observarse en el sector de las instalaciones de energía eólica no sólo en los citados módulos IGBT, sino por ejemplo también en bloques de condensadores de varias capas, en transformadores o en generadores. También puede representarse el envejecimiento de sistemas galvánicos como baterías en base a este efecto.

55 Este método puede llevarse a la práctica también sin un gran coste adicional, ya que de todos modos se realizan mediciones de temperatura en instalaciones de energía eólica, en particular en el sector de la electrónica de potencia de instalaciones de energía eólica, con lo que puede presuponerse que se dispone de un número suficiente de sensores de temperatura en puntos de medida adecuados, para 60 aportar los valores de medida necesarios. Se necesita por lo tanto solamente una electrónica de

evaluación correspondientemente adaptada, que a partir de los valores de medida de la temperatura deduce el valor indicativo de la solicitud y dado el caso retransmite las correspondientes señales.

5 Básicamente es posible determinar también el valor indicativo de la solicitud cuando el componente ya se estaba utilizando en la instalación de energía eólica. Así puede fijarse por ejemplo tras un determinado tiempo de utilización un valor intermedio indicativo de la solicitud o bien determinarse a posteriori con métodos adecuados (por ejemplo y preferiblemente el método correspondiente a la invención) y continuar luego con ayuda del procedimiento correspondiente a la invención. No obstante se prefiere que las mediciones de temperatura se realicen durante todo el ciclo de utilización del componente en la instalación de energía eólica. De esta manera se garantiza que el valor indicativo de la solicitud se determina continuamente con ayuda del procedimiento correspondiente a la invención, lo cual aumenta el rigor del método de determinación y con ello la expresividad de los resultados.

10 Entonces se deducen y acumulan con especial preferencia a partir de las mediciones de temperatura valores de referencia y se forma el valor indicativo de la solicitud en base a los valores de referencia acumulados. Un tal valor indicativo representa los valores de referencia acumulados y con preferencia los incluye. Los valores de referencia pueden ser tanto magnitudes deducidas de las mediciones de temperatura como también indicaciones numéricas, por ejemplo cuántos ciclos de temperatura ha recorrido ya el componente. Los valores de referencia representan así magnitudes de medida que reflejan numéricamente el desgaste o bien la fatiga del material del componente o bien de sus elementos individuales. Entonces puede incluir la acumulación por ejemplo una sencilla adición de los valores de referencia, pero también puede realizarse de forma no lineal. El correspondiente método de acumulación puede elegirse en particular en función de la clase y del lugar de utilización del correspondiente componente eléctrico y/o electrónico en la instalación de energía eólica.

15 Las mediciones de temperatura pueden realizarse tanto de forma continua como también a intervalos regulares. Cuanto más próximas sean estas distancias o cuanto más se aproximen las mediciones de temperatura a un procedimiento puramente continuo, tanto más finamente se realizará también la evaluación de los resultados de medida y a continuación incidirán en la determinación del valor indicativo de las solicitudes. Por otro lado, es suficiente también realizar mediciones de temperatura con suficiente frecuencia a un determinado ritmo, ya que puede presuponerse que no obstante ciclos de temperatura de mayor dimensión pueden reproducirse con relativa exactitud con ayuda de un tal método, por ejemplo en base a mediciones o bien transmisiones de resultados de medida cada cuarto de hora. La ventaja de un tal ritmo definido consiste en particular en que ha de procesarse una menor cantidad de datos de medida y así pueden reducirse las velocidades de transmisión y procesamiento a una medida mínima necesaria.

20 Con preferencia se basan los valores de referencia en ciclos de temperatura correspondientes a una curva de evolución de la temperatura determinada a partir de las mediciones de temperatura. La evaluación de esta curva de evolución de la temperatura, es decir, en particular la determinación y la ponderación de los ciclos de temperatura, se realiza entonces con especial preferencia con ayuda de algoritmos de evaluación, tal como los que se utilizan en el sector de la ciencia de los materiales, es decir, en el marco de la investigación de síntomas de fatiga del material. Una posibilidad al respecto consiste en realizar una evaluación y ponderación en base a la curva de Wöhler, basándose otro método en las reglas de Palmgren y Miner, que parten de un desgaste lineal en el ámbito de la fatiga del material.

25 Alternativa o complementariamente se basan los valores de referencia con preferencia en máximos y/o mínimos de una curva de evolución de la temperatura determinada a partir de las mediciones de temperatura. Tales valores extremos dan información indirecta sobre a qué solicitudes máximas relacionadas con la temperatura se ha sometido el componente, con lo que teniendo en cuenta los máximos y/o mínimos resulta posible una conclusión bastante exacta relativa al desgaste del componente.

30 Además es ventajoso que los valores de referencia se fijen en base a desbordamientos por arriba o por abajo de valores de umbral de la temperatura previamente fijados. Los desbordamientos por arriba o por abajo pueden contarse entonces sencillamente e introducirse en la acumulación como valores numéricos. Alternativamente pueden incluirse las magnitudes de la temperatura por encima y/o por debajo de los valores de umbral de la temperatura elegidos para la acumulación.

35 Los valores de umbral sirven entonces por ejemplo primeramente para delimitar oscilaciones de temperatura efectivamente insignificantes de aquéllas que contribuyen al desgaste del componente en medida importante. En segundo lugar puede realizarse con su ayuda una determinación sencilla de los valores de referencia en comparación con aquellos procedimientos en los que básicamente se incluyen todas las evoluciones de temperatura en una acumulación. En particular se ahorra así capacidad de cálculo.

Es posible además fijar varios valores de umbral, que son al menos un valor de umbral que signifique el desbordamiento por arriba de un umbral de temperatura crítico y al menos un valor de umbral que signifique el desbordamiento por abajo de un umbral de temperatura crítico, así como dado el caso otros valores de umbral, que pueden incluirse para evaluar si son más o menos significativos los desbordamientos por arriba o por abajo.

Así puede por ejemplo fijarse un primer valor de umbral de desbordamiento superior que active un simple impulso de cómputo y un segundo valor de umbral de desbordamiento superior que active un simple impulso de cómputo adicional, así como un tercer valor de umbral de desbordamiento superior cuyo desbordamiento por ejemplo puede ponderarse incluso más fuertemente que un simple impulso de cómputo. Análogamente a ello pueden fijarse también valores de umbral de desbordamiento inferior escalonadamente.

Como procedimiento sencillo en el marco de una tal determinación basada en valores de umbral, pueden adicionarse simplemente las magnitudes de los desbordamientos por arriba o por abajo en el marco de la acumulación. El valor indicativo de la solicitud está compuesto en este caso simplemente por las magnitudes añadidas de los desbordamientos por arriba y por abajo de los valores de umbral.

Para detectar qué valor indicativo de la solicitud ha alcanzado un determinado componente eléctrico o electrónico en el curso de su utilización, se emplean con preferencia procedimientos de representación gráficos, con cuya ayuda puede emitirse a un usuario, por ejemplo un operador de un ordenador de control en un centro de control, valores indicativos de la solicitud. El valor actual indicativo de la solicitud se emite por lo tanto a un usuario gráficamente, con preferencia con ayuda de una escala y/o de otro tipo de codificación gráfica. De esta manera resulta una información directa para el usuario, en base a la cual pueden realizarse con exactitud en el tiempo evaluaciones del estado del componente y como consecuencia iniciarse medidas de sustitución. En lugar de una representación gráfica, puede realizarse una emisión a través de medios de salida acústicos, por ejemplo una salida por voz. La salida no tiene que realizarse forzosamente en el lugar de utilización del componente eléctrico y/o electrónico, sino que puede también retransmitirse a una central mediante los correspondientes sistemas de transmisión de datos. La misma puede también realizarse en la zona de la entrada de la torre de la instalación de energía eólica, es decir (en instalaciones onshore) desde una posición a nivel de tierra o bien (en instalaciones offshore) un emplazamiento a la altura del nivel de agua, en un lugar de emplazamiento tal que pueda leerse o bien oírse.

Básicamente puede realizarse la medición de la temperatura en la que se basa el procedimiento correspondiente a la invención en numerosos puntos adecuados, dentro e incluso fuera de la instalación de energía eólica. En particular, para aumentar aún más la exactitud de las mediciones, se prefiere no obstante realizar las mediciones de la temperatura mediante al menos un sensor de temperatura que está directamente un desgaste del componente, garantizando además la fijación en una montado en un lugar fijo respecto al componente en la zona del entorno del componente. Una tal zona del entorno se define mediante una distancia al componente en la que es de esperar que la temperatura en grados Celsius allí determinada, en condiciones de funcionamiento regulares de la instalación de energía eólica, se desvía en un máximo del 10%, con preferencia en un máximo del 5% y con especial preferencia en un máximo de 2% de la temperatura del componente en el mismo instante.

Una tal disposición del sensor de temperatura implica que puedan deducirse valores de medida especialmente fiables, que reproduzcan la curva de temperaturas del componente con gran precisión. No obstante, esto no significa por lo general ningún gasto adicional, ya que en las instalaciones de energía eólica de todos modos están instalados fijamente sensores de temperatura, con lo que éstos simplemente han de utilizarse y dado el caso posicionarse adecuadamente de acuerdo con la invención. Un aumento adicional de la exactitud de la medición y de la representatividad de los valores de medida de temperatura determinados puede lograrse utilizando un único sensor de temperatura, que está montado respecto al componente, con preferencia unido con el componente, en un lugar central. Un tal lugar central puede encontrarse por ejemplo en el eje central del componente o bien en un punto de simetría del componente, estando con especial preferencia el sensor de temperatura directamente sobre el componente, por ejemplo sobre una placa de soporte de circuitos del componente y ventajosamente también fijado allí. Esto garantiza que la medición de temperatura se realiza allí donde las oscilaciones de temperatura prácticamente originan placa de soporte de circuitos o bien en el propio componente que el sensor de temperatura no se transporta por descuido por ejemplo en vibraciones alejándose del componente y posteriormente acercándose de nuevo al componente, lo que generaría falseamientos de la curva de temperaturas.

Alternativamente a la colocación de un único sensor de temperatura, pueden utilizarse también varios sensores de temperatura, dispuestos en lugares de medida representativos en la zona del entorno del componente, con preferencia en lugares de medida en los que, según valores experimentales recopilados con antelación, se presentan oscilaciones locales de temperatura extremadamente fuertes. Tales valores experimentales pueden deducirse por ejemplo de los correspondientes sistemas científicos (bancos de

datos) o en base a mediciones propias de las oscilaciones de temperatura. El montaje de los sensores de temperatura se realiza entonces en efecto en lugares especialmente críticos en la zona del componente. Cuando el montaje es adecuado, resulta especialmente elevada la fuerza expresiva de los valores de medición de la temperatura.

5

Puesto que se observó que precisamente el estrés generado térmicamente es responsable especialmente del envejecimiento de los componentes eléctricos y/o electrónicos, se prefiere también en el marco de la invención refrigerar los componentes, en particular en las uniones de los componentes individuales. Una tal refrigeración puede realizarse tanto activamente, por ejemplo con ayuda de ventiladores, como también pasivamente, por ejemplo mediante elementos de refrigeración. En particular puede regularse la misma en función de valores de medida determinados en la medición de la temperatura, con lo que por ejemplo se amortiguan puntas especiales de temperatura, para impedir selectivamente daños más masivos en los componentes.

10

15

Alternativa o complementariamente a la determinación del valor indicativo de la solicitud en base a mediciones de temperatura, puede estar previsto que el valor indicativo de la solicitud actual se determine en base a resultados de averiguaciones procedentes de al menos uno de los siguientes procedimientos de determinación:

20

- Medición de un contenido en sal en el aire, en especial observado a lo largo del tiempo (por ejemplo mediante acumulación de valores de la sal) en la zona de la instalación de energía eólica: Mediante observación de la evolución en el tiempo a largo plazo del contenido en sal del aire de la zona de la correspondiente instalación de energía eólica, pueden deducirse valores de desgaste, por ejemplo de aislamientos y/o juntas y en base a los mismos (dado el caso en combinación con la consideración de otros factores) formarse el valor indicativo de la solicitud.

25

- Determinación de perfiles de viento en base a y/o en la dirección del viento delante de la instalación de energía eólica: Pueden determinarse perfiles del viento en la zona de la instalación de energía eólica (por ejemplo a una distancia de 100 m delante de la instalación de energía eólica) por ejemplo mediante los conocidos sistemas LIDAR. Con su ayuda puede confeccionarse una curva de carga deducida en ese momento a lo largo del tiempo o bien un pronóstico del viento a largo plazo, a partir de lo cual puede deducirse, es decir, pronosticarse el correspondiente la correspondiente influencia de la carga sobre el componente.

30

- Medición de la temperatura de equipos eléctricos de la otra instalación de energía eólica: A partir de los valores de medida así generados, puede determinarse mediante funciones de correlación un pronóstico detallado y fiable de la vida útil del correspondiente componente a descargar.

35

- Mediciones de corrientes de defecto en el componente eléctrico y/o electrónico: De esta manera pueden detectarse y dado el caso por ejemplo contrarrestarse por ejemplo corrientes de derivación, originadas por ejemplo por problemas de aislamiento o sobretensiones en el propio componente.

40

- Mediciones de la vibración en un ramal de accionamiento y/o un generador de la instalación de energía eólica: A partir de ello pueden resultar indicadores relativos a problemas en los soportes, por ejemplo en generadores, que igualmente tienen un considerable influencia sobre el envejecimiento de componentes eléctricos y/o electrónicos.

45

La valoración de resultados de la determinación o la medida individuales, o de todos ellos (inclusive los ya antes ampliamente reseñados resultados de la medición de la temperatura) puede compendiarse en un algoritmo total sobre una función de correlación de los distintos valores (dado el caso promediados en el tiempo, por ejemplo acumulados). A partir de ello puede deducirse el valor indicativo de la solicitud. También pueden utilizarse entonces valores límite de los distintos parámetros, por ejemplo análogamente a lo que se ha explicado relativo a la medición de la temperatura. El algoritmo puede estar realizado con autoaprendizaje y por lo tanto ajustarse durante la puesta en servicio de la instalación de energía eólica y determinarse, mediante una función de comparación, variaciones en el componente durante el curso del funcionamiento.

50

55

Mediante una representación (con preferencia realizada) del valor indicativo de la solicitud en relación con el valor indicativo del mantenimiento, puede determinar un usuario adicionalmente con rapidez e intuitivamente durante cuánto tiempo o bien durante cuántos ciclos de utilización, por ejemplo de temperatura, funcionará el componente aún con seguridad con una gran probabilidad y cuándo el mismo ha de someterse a un mantenimiento. En otras palabras, es así sencilla e intuitivamente posible una conclusión relativamente exacta respecto a la duración relativa del componente.

60

Esto puede facilitarse aún adicionalmente emitiendo a un usuario la relación entre el valor indicativo de la solicitud actual y el valor indicativo del mantenimiento, con preferencia con ayuda de una escala y/o una codificación gráfica. Las ventajas de la emisión gráfica ya se han mencionado y se potencian adicionalmente mediante la puesta en relación de ambos valores indicativos entre sí.

65

La invención se describirá de nuevo más en detalle a continuación con referencia a las figuras adjuntas, en base a ejemplos de ejecución. Al respecto se han dotado en las diversas figuras los mismos componentes de idénticas referencias. Se muestra en:

- 5 figura 1 una representación esquemática en bloques de la secuencia de una forma de ejecución de un procedimiento correspondiente a la invención,
- figura 2 una vista lateral de una instalación de energía eólica con una forma de ejecución de un sistema correspondiente a la invención,
- 10 figura 3 una vista de detalle esquemática de un sistema de un componente con el mismo componente y el mismo sistema de determinación que en la figura 2 incluyendo un detalle aún mayor de un único módulo del componente electrónico,
- figura 4 tres representaciones de curvas de evoluciones en el tiempo de la temperatura, las solicitaciones y la vida útil del componente electrónico de la figura 3,
- 15 figura 5 una representación esquemática en bloques de una arquitectura del sistema, tal como se realiza en la configuración del componente de la figura 3,
- figura 6 una representación esquemática en bloques de un proceso de señalización en el marco de una forma de ejecución del procedimiento correspondiente a la invención.

20 La figura 1 muestra en representación en bloques las etapas de un procedimiento correspondiente a la invención según una forma de ejecución. Al respecto de averigua en una etapa de determinación G (aquí dividida en tres partes) una vida útil esperada de un componente eléctrico y/o electrónico hasta alcanzar el valor indicativo de la solicitud. Al alcanzarse el valor indicativo de la solicitud previamente prescrito, se presupone que al componente debería realizársele el mantenimiento.

25 La etapa de determinación G incluye tres etapas parciales A, B, C, que son:

- una primera etapa A, en la que se determina el valor indicativo actual de la solicitud del componente eléctrico y/o electrónico,
- 30 - una segunda etapa B, en la que el valor indicativo actual de la solicitud se compara con el valor indicativo del mantenimiento y
- una tercera etapa C, en la que se deduce la vida útil esperada en base a la relación entre el valor indicativo de la solicitud y el valor indicativo del mantenimiento.

35 En una etapa D se realiza una comparación de la vida útil esperada con un siguiente instante de mantenimiento de la instalación de energía eólica, en base a la cual se realiza una compensación según dos etapas alternativas E, F tal que se reduce la carga del correspondiente componente. Esto se realiza en la etapa E controlando la instalación de energía eólica y/en la etapa F controlando al menos otra instalación de energía eólica en el entorno espacial de la instalación de energía eólica afectada, tal como se describirá con más detalle a continuación en base a la figura 2.

40 La figura 2 muestra una instalación de energía eólica 3 con una torre 11, sobre la que está montada tal que puede girar una cabina 9. En el frente de la instalación de energía eólica 3, en el lado izquierdo, está fijado tal que puede girar un rotor 7 con palas del rotor 8, cuya rotación inducida por el viento se transforma en un generador 5 en la cabina 9 en energía eléctrica. Para mayor claridad del conjunto, no se han representado aquí el eje de accionamiento y otros numerosos componentes de la transmisión de la fuerza de rotación al generador 5.

45 Para transformar la energía eléctrica procedente del generador 5 para una transmisión a través de la red eléctrica de forma adecuada (en particular con una tensión y frecuencia deseadas) se utiliza un transformador o convertidor 1, es decir, un componente electrónico 1, que está conectado a través de una línea eléctrica 13 con la red eléctrica (no representada). Sobre el convertidor 1 está montado un sensor de temperatura 15, que está conectado con un sistema de determinación 17. Desde el sistema de determinación 17 se retransmiten señales a un transmisor de señales 19, que transmite estas señales a través de una conexión inalámbrica a un aparato receptor 20 en un centro de control (no representado).

50

55 Allí se representan en una pantalla 22 de un ordenador gráficamente, en forma de una escala 24, las informaciones transmitidas con las señales.

60 Se representa además un sistema correspondiente a la invención 10 para la adaptación de la carga del convertidor 1: Éste incluye, además del sensor de temperatura 15, el sistema de determinación 17, el transmisor de señales 19, el aparato receptor 20 y la pantalla 22, tres componentes de software realizados en un procesador de un ordenador, que son una unidad de determinación 12, una unidad de ajuste 14 y una unidad de control 16.

65 Además, se encuentra en segundo plano otra instalación de energía eólica 3a, igualmente dotada de un transmisor de señales 19a, que junto con la instalación de energía eólica 3 es parte de un parque eólico.

La unidad de determinación 12 determina una vida útil esperada para el convertidor 1 tal como se describe en la etapa G (véase la figura 1). La unidad de ajuste 14 recibe de la unidad de determinación informaciones sobre la vida útil esperada y compara las mismas con el siguiente instante de mantenimiento de la instalación de energía eólica. Estas informaciones de comparación las recibe la unidad de mando 16, que deduce de las mismas órdenes de control. Estas órdenes de control se retransmiten a ambas instalaciones de energía eólica 3, 3a y provocan por un lado en la instalación de energía eólica 3 que la misma se gire hacia fuera del viento, es decir, que sus palas del rotor 8 y la carlinga 9 se ajusten tal que la instalación de energía eólica 3 sólo procese una energía cinética inferior procedente del viento que incide sobre el rotor 7 a la que sería potencialmente posible.

Esta reducción de la energía cinética viene apoyada también porque de antemano se permite que actúe menos viento sobre la instalación de energía eólica 3. Esto se realiza enviando la unidad de control 16 también órdenes de control a la otra instalación de energía eólica 3a, que originan que la otra instalación de energía eólica 3a coloque más intensamente que lo que sería usualmente necesario, es decir, en funcionamiento a plena carga, la instalación de energía eólica 3 a sotavento de la misma. Por lo tanto, también la otra instalación de energía eólica 3a se orienta de otra forma contra el viento.

La figura 3 muestra una disposición de los componentes 37. Esta disposición de los componentes 37 incluye el componente 1, es decir, el convertidor 1 y el sistema de determinación 17. El convertidor 1 incluye una placa de soporte de circuitos 25, sobre la que están dispuestos, sobre dos capas aislantes 23, respectivos módulos individuales 21, en forma de elementos semiconductores IGBT. En el dibujo de detalle, abajo a la derecha, se representa uno solo de tales módulos individuales 21 sobre una capa aislante 23. El mismo está unido mediante una capa de unión 31, aquí un adhesivo, con la capa aislante 23. Cuando está sometido el componente 1 a un fuerte calentamiento, se expande el módulo individual 21 en mayor medida que la capa aislante 23. Debido a ello, aparecen tensiones en especial en la capa de unión 31, con lo que precisamente esta capa de unión 31 con el tiempo se fatiga. Igualmente pueden someterse también elementos conductores 27, que conducen señales y/o cargas eléctricas desde los módulos individuales 21 o bien hacia los módulos individuales 21, de manera similar, a sollicitaciones térmicas. Sobre el componente 1 está dispuesto el sensor de temperatura 15 centralmente en un punto de simetría de la placa de circuitos 25, para determinar una curva de temperaturas. Desde este sensor de temperatura 15 conduce una conexión para transmitir valores de medida de temperatura MW a la unidad de determinación 17. La unidad de determinación 17 presenta una interfaz de entrada 29 y una interfaz de salida 35, así como un módulo de evaluación 33, en el que se introducen los valores de medida MW desde la interfaz de entrada 29. En el módulo de evaluación 33 se deduce según una regla predeterminada, por ejemplo un algoritmo a base de la curva de Wöhler, un valor indicativo de la sollicitación BI. A través de la interfaz de salida 35 se retransmite este valor indicativo de la sollicitación BI al transmisor de señales 19 (véase al respecto la figura 2). Tal como se representa en la figura 2, puede emitirse este valor indicativo de la sollicitación BI a un usuario gráficamente.

La lógica que soporta este procedimiento de determinación basado en mediciones de temperatura en el componente 1, resulta de las curvas representadas en la figura 4. La primera curva V es una curva de evolución de la temperatura V, que representa la temperatura medida en el sensor de temperatura 15 a lo largo del tiempo. Alrededor de un valor medio estadístico Med, que representa la temperatura media en la cabina 9 de la instalación de energía eólica 3, oscila la curva de temperaturas en movimientos irregulares. Al respecto describe la misma máximos  $Max_1$ ,  $Max_2$ ,  $Max_3$  y mínimos  $Min_1$ ,  $Min_2$ ,  $Min_3$ . A partir de ello, resultan ciclos  $Z_1$ ,  $Z_2$ , ...,  $Z_n$ . En el curso de estos ciclos  $Z_1$ ,  $Z_2$ , ...  $Z_n$  sobrepasa la curva V en parte un valor de umbral de desbordamiento superior  $S_1$  y queda por debajo en parte de un umbral de desbordamiento inferior  $S_2$ .

La segunda curva S es una curva de evolución de cargas de cizalla S correspondiente a la fuerza de cizalla entre dos capas del componente 1, que resulta debido a los distintos coeficientes de dilatación de estas dos capas. La carga de cizalla i se representa aquí igualmente a lo largo del tiempo. Puede observarse que la curva de evolución de cargas de cizalla S está constituida análogamente a la evolución de la curva de temperaturas V. A partir de ello resulta en definitiva una deducción de los ciclos de vida N que quedan a lo largo del tiempo, tal como se representa abajo en la curva de evolución del ciclo de vida L. Como ciclos de vida N se entienden al respecto en el presente caso del convertidor 1 ciclos de conexión N. Se determina por lo tanto en paralelo con qué frecuencia conecta el componente 1, para poder cuantificar el resto de su vida útil. La curva de evolución del ciclo de vida L muestra la vida útil restante que es de esperar para el componente 1 en base a la sollicitación debida a las cargas de cizalla y/o la carga debida a las oscilaciones de temperatura, tal como se deduce de la curva de evolución de cargas de cizalla S y de las curvas de evolución de la temperatura V. La curva de evolución del ciclo de vida L se deduce con ayuda de un algoritmo adecuado para determinar la fatiga del material. En la averiguación de la misma pueden utilizarse tanto la curva de evolución total de la temperatura V como también el valor medio Med o valores promedios similares que resultan de la curva V. Igualmente pueden incluirse los máximos  $Max_1$ ,  $Max_2$ ,  $Max_3$  y los mínimos  $Min_1$ ,  $Min_2$ ,  $Min_3$  y los ciclos  $Z_1$ ,  $Z_2$ , ...  $Z_n$  para la evaluación y/o desbordamientos por arriba o por abajo de los valores de umbral  $S_1$ ,  $S_2$ . En otras

palabras, puede interpretarse de por sí la curva y también, adicional o alternativamente, utilizarse derivaciones o valores medios en el sentido de un análisis de tendencias.

5 La curva de evolución del ciclo de vida L así formada describe en el presente ejemplo aproximadamente la forma de una parábola invertida. Al comienzo de la utilización del componente dispone la misma del número máximo  $C_{Max}$  de ciclos de vida N.

10 Cuando se ha alcanzado la mitad  $C_{Max}/2$  del número máximo  $C_{Max}$  de ciclos de vida N del componente 1, se ha alcanzado en el presente caso el valor indicativo de mantenimiento WI, lo cual significa que en el componente 1 ha de realizarse el mantenimiento por razones de seguridad. Esto no significa que el componente 1 haya de desecharse automáticamente, sino que en lugar de ello puede observarse también que el componente 1 ha soportado las solicitaciones mejor que lo esperado o que sólo necesita reparación en zonas parciales.

15 La figura 5 muestra una representación esquemática en bloques de una arquitectura del sistema, tal como la realizada en la configuración de componentes 37 de la figura 3. Los sensores 15, 15a, 15b, 15c (aquí representados como una unidad) determinan diversos valores de medida MW, ZMW. El sensor de temperatura 15 determina valores de medida de la temperatura MW, mientras que otros sensores determinan valores de medida adicionales ZMW, relativos a distribuciones de la carga en la instalación de energía eólica 3 y a tensiones mecánicas. Estos valores de medida MW, ZMW se introducen en una  
20 unidad de control de instalaciones de energía eólica 38 dentro del módulo de evaluación 33. En el módulo de evaluación 33 está dispuesta además una unidad de monitorización de la vida útil 39.

25 La unidad de control de instalaciones de energía eólica 38 obtiene además informaciones variables del proceso VBI procedentes del funcionamiento de la instalación de energía eólica 3, por ejemplo la velocidad de giro del rotor 7 o la potencia de salida (output) de la instalación de energía eólica 3. Estos valores pueden medirse mediante sensores propios, pero también pueden deducirse de otros valores de medida. A ello se añaden informaciones de funcionamiento fijas FBI, que se refieren a ajustes realizados fijamente en la instalación de energía eólica 3, por ejemplo a parámetros de regulación del correspondiente componente electrónico 1, que se fijan de antemano y a continuación, durante el  
30 funcionamiento, como mucho se reajustan a intervalos determinados. Estas informaciones se introducen para la valoración en la unidad de control de las instalaciones de energía eólica 38 y se comparan allí una con otra, con lo que a partir de ello resultan datos del proceso PD. Adicionalmente pueden obtenerse, en un parque eólico con varias instalaciones de energía eólica 3, 3a, informaciones adicionales del proceso PZI procedentes de las unidades de control de las instalaciones de energía eólica 38' correspondientes a las otras instalaciones de energía eólica, análogamente a los datos de proceso PD. Estas informaciones adicionales de proceso pueden servir por ejemplo para contrastar los datos de proceso PD, por ejemplo para su verificación y control. Por lo tanto se introducen los mismos junto con los datos de proceso PD en la unidad de monitorización de la vida útil 39. La unidad de monitorización de la vida útil 39 obtiene  
35 además informaciones del modelo de parque eólico WPM. Las mismas son por ejemplo informaciones relativas al tamaño y a la disposición geométrica del parque eólico y a la posición de la correspondiente instalación de energía eólica 3 dentro del parque eólico, pero también informaciones relativas a la dirección principal del viento uvm. Además pueden obtenerse informaciones procedentes de sensores externos 41, por ejemplo de anemómetros, sensores de temperatura y detectores de descargas atmosféricas. Teniendo en cuenta con preferencia todas estas informaciones, deduce la unidad de  
40 monitorización de la vida útil 39 el valor indicativo de la solicitud BI del componente 1.

50 La figura 6 muestra una representación esquemática en bloques de un proceso de señalización en el marco de una forma de ejecución del procedimiento correspondiente a la invención.

Los sensores 15, 15a, 15b, 15c de la figura 5 alimentan con sus valores de medida MW, ZMW el módulo de evaluación 33. Éste está realizado en el caso presente como un conjunto de módulos de software sobre un procesador. Estos módulos de software son:

55 Un primer regulador (buffer) de tiempo 43 y un segundo regulador de tiempo 45, una unidad de predicción 47 y una unidad de retroproyección 51, un temporizador de 10 minutos 53, una unidad de detección de peligros 55, una unidad colectora de signos de peligro 49 y una unidad evaluadora de signos de peligro 59, así como una unidad clasificadora 57 y cuatro unidades de aviso de daños 61, 63, 65, 67.

60 Los valores de medida MW, ZMW procedentes de los sensores 15, 15a, 15b, 15c se acumulan en un primer regulador de tiempo 43 y a continuación se retransmiten a un ritmo unificado. De esta manera pueden compensarse diferencias en el ritmo de los distintos sensores 15, 15a, 15b, 15c. En el segundo regulador de tiempo se acumulan los valores acumulados de la secuencia precedente y se evalúan en la unidad de retroproyección 51 para proyectar un estado de medición en el instante de la emisión de la  
65 secuencia precedente. La unidad de predicción 47 confecciona, en base a los valores de medida MW, ZMW existentes en el primer regulador de tiempo 43 y en el segundo regulador de tiempo 45 una predicción sobre qué valores de medida son de esperar aproximadamente en la siguiente secuencia.

5 El temporizador de 10 minutos 53 colecta todos los valores de medida MW, ZMW durante un periodo de tiempo de 10 minutos y los retransmite a continuación reunidos al transmisor de señales 19 para continuar la transmisión al centro de control (véase la figura 1). La unidad de detección de peligros 55 detecta peligros agudos, por ejemplo un calentamiento del componente 1 o un defecto técnico, que por ejemplo origina la desconexión del funcionamiento de la instalación de energía eólica 3 completa, para evitar daños como consecuencia. Por el contrario sirve la unidad colectora de signos de peligro 49, en combinación con la unidad evaluadora de signos de peligro 59, para colectar los signos de peligro "más débiles" y evaluar su frecuencia y dado el caso otros síntomas. Así el desbordamiento por una sola vez de 10 determinados valores de temperatura no significa un peligro agudo, pero la aparición frecuente de tales valores puede indicar que el componente 1 u otras unidades de la instalación de energía eólica 3 tiene o tienen un defecto. En la unidad clasificadora 57 se reúnen los valores de medida MW, ZMW, así como 15 informaciones de la unidad de detección de peligros 55 y de la unidad evaluadora de signos de peligro 59 y se determina, utilizando el algoritmo de evaluación antes descrito, la vida útil restante del componente 1. Las cuatro unidades de aviso de daños 61, 63, 65, 67 sirven para señalar determinadas clases de 20 daños, como por ejemplo un sobrecalentamiento, una falta en funcionamiento, una vibración demasiado fuerte o que se ha alcanzado una vida útil restante crítica para el componente 1. Todas las informaciones generadas pueden retransmitirse a través del temporizador de 10 minutos 53 al centro de control.

25 Señalemos finalmente de nuevo que el procedimiento antes descrito en detalle, así como los sistemas presentados, sólo son ejemplos de ejecución. Por lo demás, no excluye la utilización de los artículos indeterminados "un" o bien "una", que las correspondientes características puedan darse también múltiples veces. Además, las "unidades" pueden estar compuestas por uno o varios componentes, incluso dispuestos distribuidos espacialmente.

**REIVINDICACIONES**

- 5 1. Procedimiento para adaptar la carga a la que está sometido un componente eléctrico y/o electrónico (1), en particular un convertidor, en una instalación de energía eólica (3), que incluye las siguientes etapas:
- 10 - determinación (G) de una vida útil esperada del componente eléctrico y/o electrónico (1) hasta alcanzar un valor indicativo del mantenimiento (W), que representa un estado del componente (1) en base al cual ha de realizarse el mantenimiento del componente (1) basándose en prescripciones fijadas de antemano,
- 15 - comparación (D) de la vida útil esperada con un instante de mantenimiento siguiente de la instalación de energía eólica (3),
- 20 - control (E, F) de la instalación de energía eólica (3) y de al menos otra instalación de energía eólica (3a) en el entorno espacial de la instalación de energía eólica (3) en función de los resultados de la comparación de la vida útil esperada con el siguiente instante de mantenimiento de la instalación de energía eólica, tal que se reduzca la carga a la que está sometido el componente eléctrico y/o electrónico (1), haciendo funcionar la otra instalación de energía eólica (3a) selectivamente tal que la instalación de energía eólica (3) llegue a estar más de lo necesario a sotavento de la otra instalación de energía eólica (3a).
2. Procedimiento según la reivindicación 1, en el que la determinación del tiempo de vida esperado incluye las siguientes etapas:
- 25 a) determinación (A) de un valor indicativo de la solicitación (BI) a la que está sometido en ese momento el componente eléctrico y/o electrónico (1),
- b) comparación (B) del valor indicativo de la solicitación actual (BI) con el valor indicativo del mantenimiento (WI),
- 30 c) deducción (C) del tiempo de vida esperado en base a la relación entre el valor indicativo de la solicitación (BI) y el valor indicativo del mantenimiento (WI).
3. Procedimiento según la reivindicación 1 ó 2, en el que la determinación (G) del tiempo de vida esperado y el control (E, F) se repiten en un bucle de regulación cerrado hasta que la carga del componente eléctrico y/o electrónico (1) se ha reducido tal que el tiempo de vida esperado se prolonga al menos hasta el siguiente instante de mantenimiento.
- 35 4. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes, en el que la instalación de energía eólica (3) se controla tal que un rotor (7) de la instalación de energía eólica (3) se ajusta en cuanto a su posición en relación con una dirección actual del viento y/o al menos una pala del rotor (8) en cuanto a su posición tal que el rotor (7) alcanza una velocidad de rotación inferior a la máxima posible en función de las condiciones de viento.
- 40 5. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes, en el que el valor indicativo actual de la solicitación (BI) se determina en base a mediciones de la temperatura en una zona del entorno del componente eléctrico y/o electrónico (1).
- 45 6. Procedimiento según la reivindicación 5, en el que las mediciones de temperatura se realizan durante todo el ciclo de utilización del componente (1) en la instalación de energía eólica (3) y a partir de las mediciones de temperatura se deducen y acumulan valores de referencia y se forma el valor indicativo de la solicitación (BI) en base a los valores de referencia acumulados.
- 50 7. Procedimiento según la reivindicación 6, en el que los valores de referencia se basan en ciclos de temperatura ( $Z_1, Z_2, Z_3, \dots, Z_n$ ) correspondientes a una curva de evolución de la temperatura (V) determinada a partir de las mediciones de temperatura.
- 55 8. Procedimiento según la reivindicación 6 ó 7, en el que los valores de referencia se basan en máximos ( $Max_1, Max_2, Max_3$ ) y/o mínimos ( $Min_1, Min_2, Min_3$ ) de una curva de evolución de la temperatura (V) determinada a partir de las mediciones de temperatura.
- 60 9. Procedimiento según una de las reivindicaciones 5 a 7, en el que los valores de referencia se fijan en base a desbordamientos por arriba o por abajo de valores de umbral de la temperatura ( $S_1, S_2$ ) previamente fijados.
- 65 10. Procedimiento según una de las reivindicaciones 5 a 9,

en el que las mediciones de la temperatura se realizan mediante al menos un sensor de temperatura (15) que está montado en un lugar fijo respecto al componente (1) en la zona del entorno del componente (1).

- 5 11. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,  
 en el que el valor indicativo de la solicitud actual (BI) se determina en base a resultados de  
 averiguaciones procedentes de al menos uno de los siguientes procedimientos de determinación:
- Medición de un contenido en sal en el aire en la zona de la instalación de energía eólica (3),
  - determinación de perfiles de viento en base a y/o en la dirección del viento delante de la instalación  
 10 de energía eólica (3),
  - medición de la temperatura de equipos eléctricos de la otra instalación de energía eólica (3a),
  - mediciones de corrientes de defecto en el componente eléctrico y/o electrónico (1),
  - mediciones de la vibración en un ramal de accionamiento y/o un generador (5) de la instalación de  
 15 energía eólica.
12. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,  
 en el que la relación entre el valor actual indicativo de la solicitud (BI) y el valor indicativo del  
 mantenimiento (WI) se emite a un usuario gráficamente, con preferencia con ayuda de una escala (24)  
 y/o de una codificación gráfica.
- 20 13. Sistema (10) para la adaptación de la carga de un componente eléctrico y/o electrónico (1), en  
 particular de un convertidor, en una instalación de energía eólica (3) que incluye al menos:
- una unidad de determinación (12), que determina en funcionamiento una vida útil esperada del  
 componente eléctrico y/o electrónico (1) hasta alcanzar un valor indicativo del mantenimiento (WI),  
 25 que representa un estado del componente (1) en el que ha de realizarse el mantenimiento del  
 componente (1) en base a prescripciones fijadas de antemano,
  - una unidad de comparación (14) constituida tal que la misma compara la vida útil esperada con un  
 siguiente instante de mantenimiento de la instalación de energía eólica (3),
  - una unidad de control (16) que controla la instalación de energía eólica (3) y al menos otra  
 30 instalación de energía eólica (3a) situada en el entorno espacial de la instalación de energía eólica  
 (3) en función de los resultados de la comparación del tiempo de vida esperado con el siguiente  
 instante de mantenimiento de la instalación de energía eólica, tal que se reduce la carga a la que  
 está sometido el componente eléctrico y/o electrónico (1), funcionando la otra instalación de  
 35 energía eólica (3a) selectivamente tal que la instalación de energía eólica (3) llega a estar más  
 tiempo del necesario a sotavento de la otra instalación de energía eólica (3a).
14. Producto de programa de computadora, que puede cargarse directamente en un procesador de un  
 sistema de adaptación de la carga (10) programable, con medios de código de programa que  
 provocan que el sistema de adaptación de la carga (10) de la reivindicación 13 ejecute todas las  
 40 etapas de un procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 12, cuando el producto de  
 programa se ejecuta sobre el sistema de adaptación de la carga (10).

FIG 1

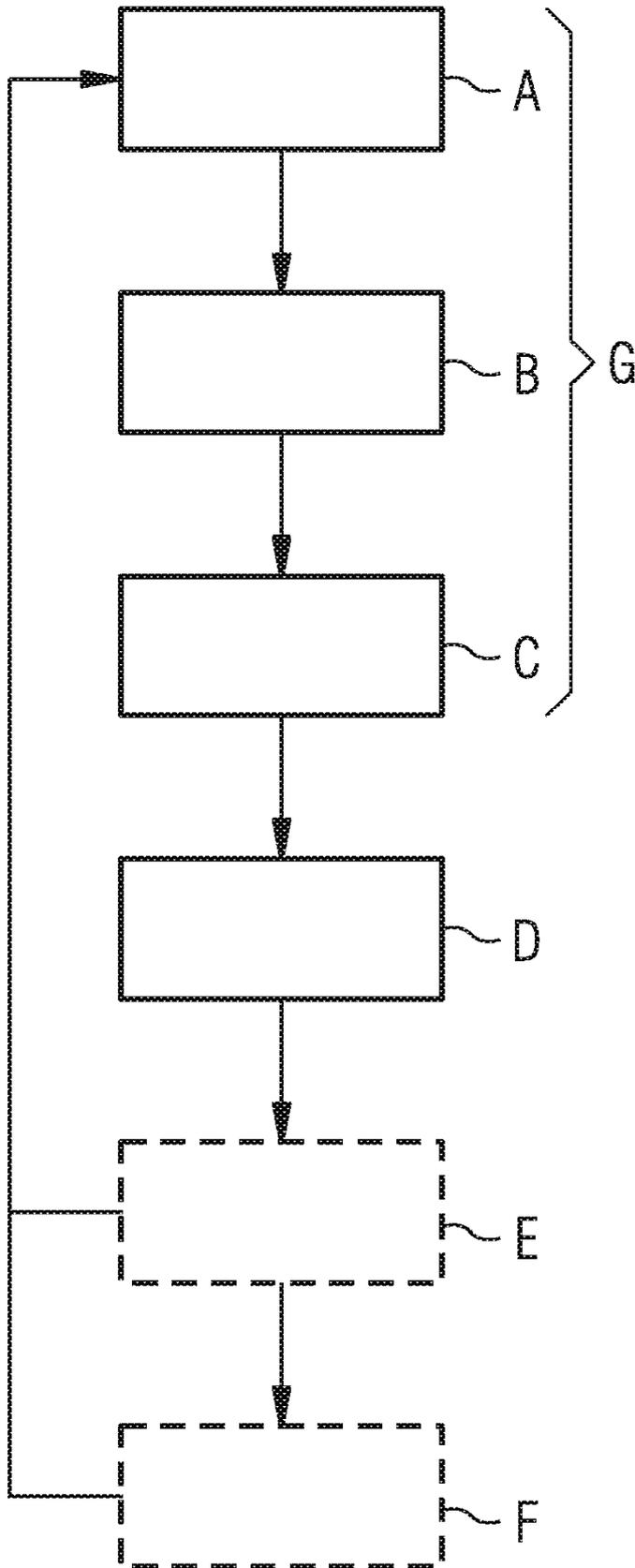
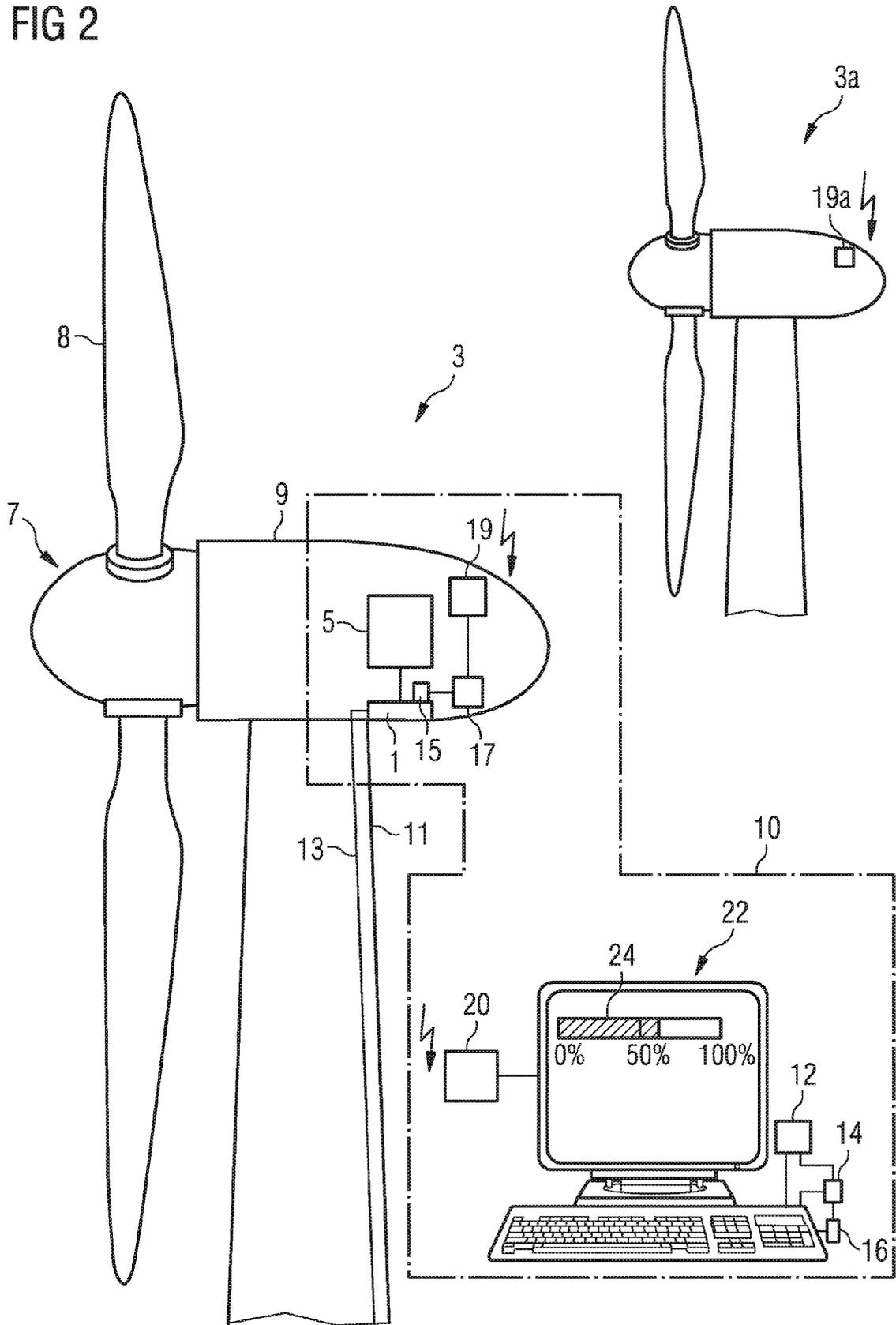


FIG 2



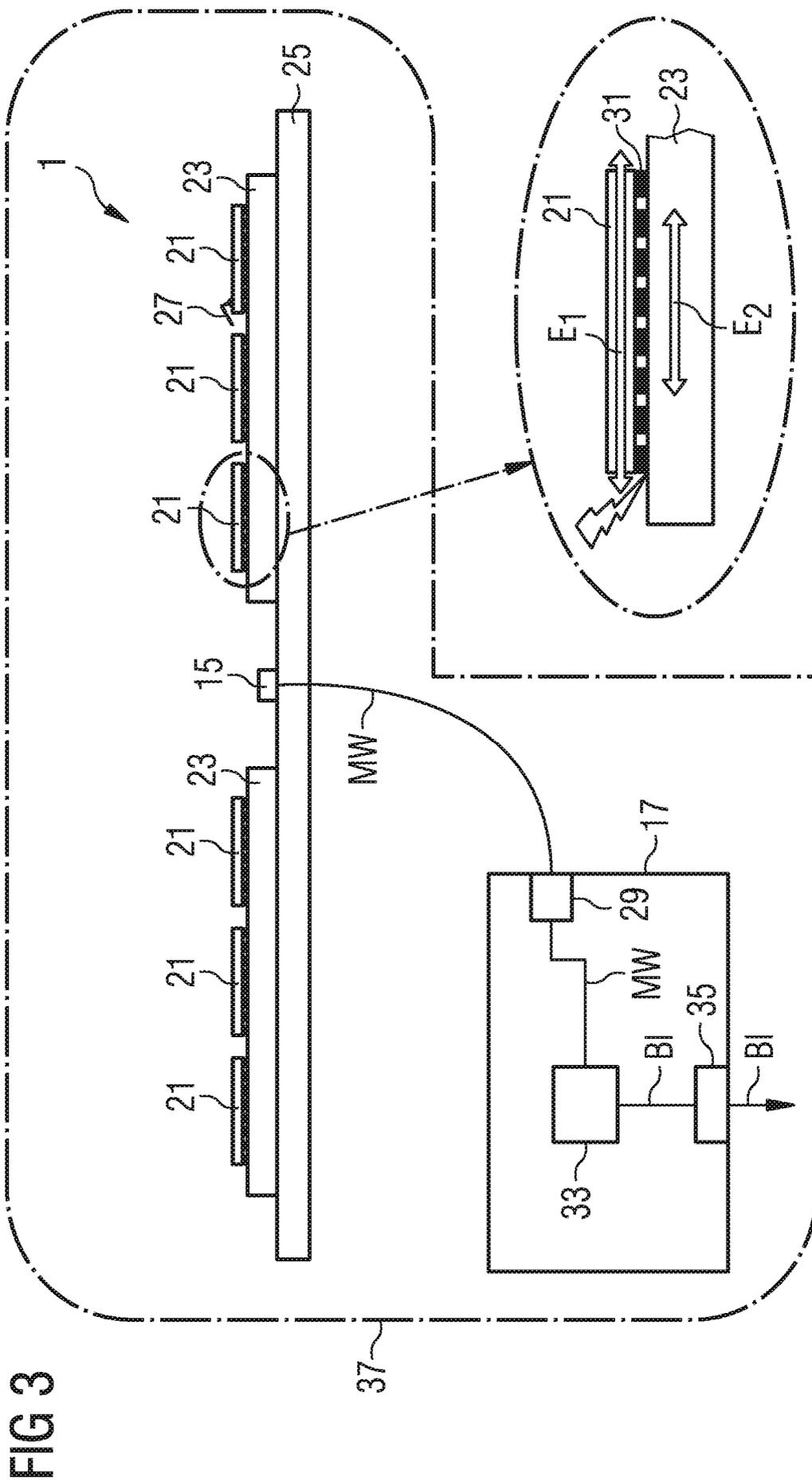


FIG 4

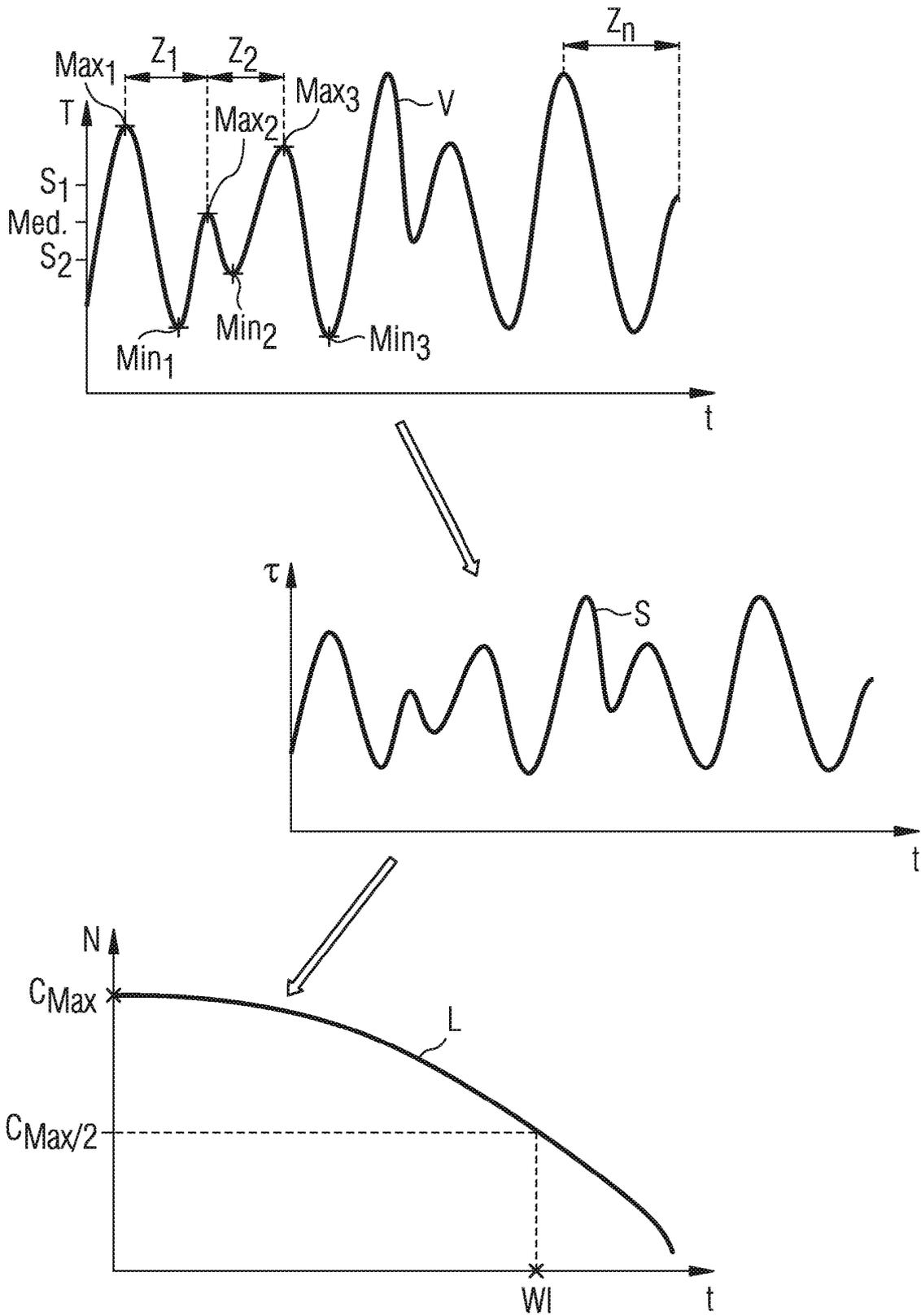


FIG 5

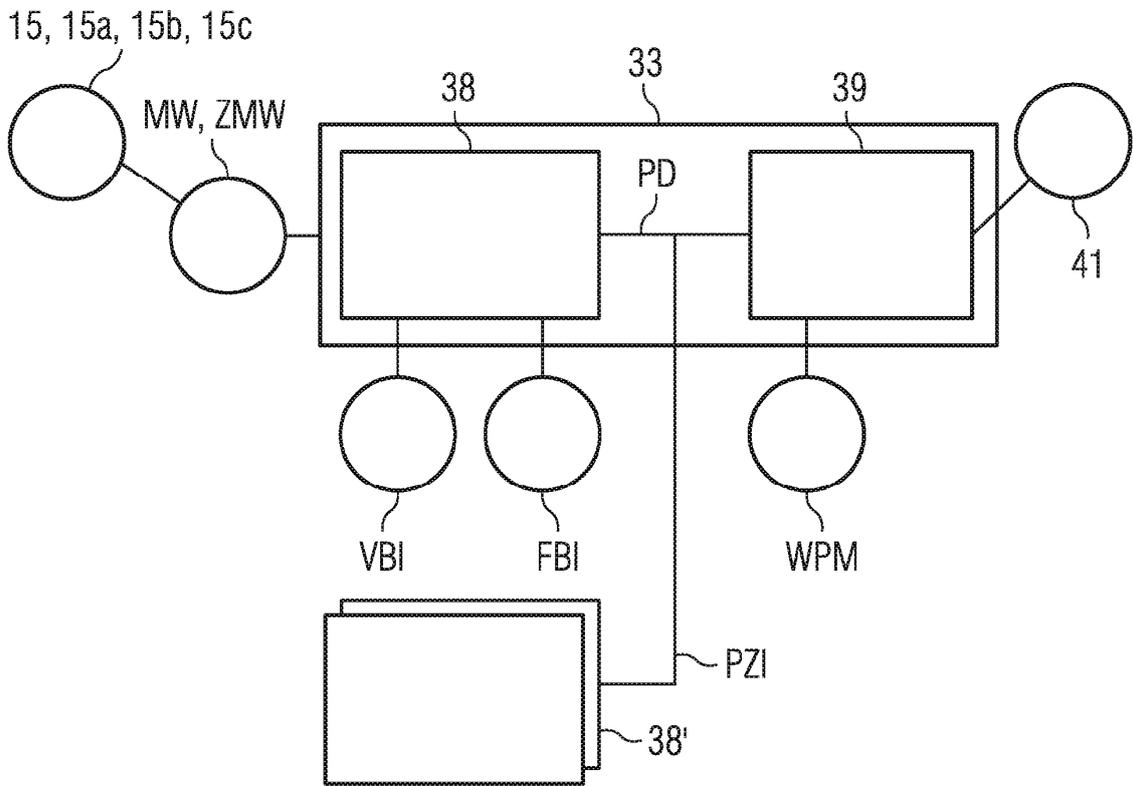


FIG 6

