

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 901 709**

51 Int. Cl.:

H02J 3/38 (2006.01)

H02J 3/46 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **27.09.2006 E 06380255 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **20.10.2021 EP 1768223**

54 Título: **Sistema convertidor y método de funcionamiento del mismo**

30 Prioridad:

27.09.2005 ES 200502337

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

23.03.2022

73 Titular/es:

**SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY
INNOVATION & TECHNOLOGY, S.L. (100.0%)
Avenida de la Innovación 9-11
31621 Sarriguren (Navarra), ES**

72 Inventor/es:

**LLORENTE GONZÁLEZ, JOSE IGNACIO;
BIRK, JENS y
ANDRESEN, BJÖRN**

74 Agente/Representante:

LOZANO GANDIA, José

Observaciones:

**Véase nota informativa (Remarks, Remarques o
Bemerkungen) en el folleto original publicado por
la Oficina Europea de Patentes**

ES 2 901 709 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

Sistema convertidor y método de funcionamiento del mismo

5 Campo de la invención

La presente invención se refiere al campo de la generación de energía eléctrica de una turbina eólica conectada a una red de suministro eléctrico, y específicamente a las turbinas eólicas y los sistemas de conversión de energía eléctrica que comprenden módulos convertidores para suministrar energía eléctrica a la red de suministro eléctrico.

10

Antecedentes de la invención

Un primer aspecto de las turbinas eólicas se refiere a la eficiencia de energía eléctrica del sistema convertidor.

15 Incluso una pequeña mejora de la eficiencia energética puede ser importante para la rentabilidad de la inversión en las turbinas eólicas debido a la mayor producción energética.

Un segundo aspecto de las turbinas eólicas se refiere a la fiabilidad del sistema convertidor. La fiabilidad mejorada del sistema convertidor aumenta la fiabilidad de la turbina eólica, incrementando de esta forma el tiempo medio entre fallos (MTBF) de la turbina eólica. El aumento del tiempo medio entre fallos reduce consecuentemente los costes de servicio y mejora la producción eléctrica a lo largo del tiempo, lo cual es un aspecto importante para la rentabilidad de la inversión en turbinas eólicas.

20

La patente WO 2004/030189 muestra unidades de conversión energética (PCU) adaptadas para convertir la energía desde su forma primaria a otras formas apropiadas para el uso por parte de los componentes de los sistemas de destino. Las fuentes energéticas pueden incluir diversos dispositivos de generación de energía, como una turbina eólica. La energía, tras su conversión, se suministra a una o varias cargas variables del sistema de destino. Estas cargas variables pueden representar el requisito energético para el funcionamiento de un motor, un servo, un circuito eléctrico o similar. El accionamiento del sistema puede incluir la activación/desactivación de una o varias PCU en respuesta a un aumento/reducción del consumo energético por parte del sistema de destino. Desactivando una PCU durante períodos de menor consumo energético, se consigue una mejora de la eficiencia global del sistema de distribución eléctrica. Sin embargo, la patente WO 2004/030189 no considera cómo mejorar el tiempo medio entre fallos de las unidades de conversión eléctrica, ni tampoco cómo gestionar los cambios en la cantidad producida de energía eléctrica que entra en las PCU y, por lo tanto, la patente WO 2004/030189 no considera cómo mejorar la eficacia de las PCU en un sistema en el que la cantidad de energía que entra en las PCU no es constante a lo largo del tiempo.

25

30

35

Los documentos EP1523088 y US 5798631 muestran ambos un método para hacer funcionar un sistema convertidor de una turbina eólica.

40

Descripción de la invención

Un objetivo de la presente invención puede ser facilitar un método para optimizar la eficiencia de la energía eléctrica de una turbina eólica mediante el uso de un sistema de conversión eléctrica de mayor eficiencia. También puede considerarse de manera complementaria o alternativa como un objetivo de la presente invención facilitar un método para mejorar la fiabilidad de una turbina eólica mediante el uso de un sistema de conversión eléctrica con mayor fiabilidad.

45

El objetivo de la presente invención se obtiene mediante un método tal como se define en la reivindicación 1 y un dispositivo tal como se define en la reivindicación 23.

50

La invención resulta especialmente ventajosa, aunque no de forma exclusiva, para mejorar la eficiencia de la producción de energía eléctrica de una turbina eólica, así como para mejorar la fiabilidad de un sistema convertidor de energía eléctrica, reduciendo el tiempo medio entre fallos de una turbina eólica.

55

La pluralidad de módulos convertidores capaces de convertir una cantidad variable de energía eléctrica producida por un generador, en energía eléctrica aplicable a una red de suministro eléctrico puede incluir inversores del generador e inversores de la red. Alternativamente, los módulos convertidores pueden comprender convertidores matriciales caracterizados porque no tienen inversores de generador independientes ni inversores de red independientes y, por lo tanto, no tienen ningún bus CC.

60

El parámetro relacionado con la cantidad variable de energía eléctrica que produce el generador puede ser uno o más de los siguientes: las temperaturas de los componentes del módulo convertidor, una referencia de potencia (Sref) que es la referencia de la energía aparente para el sistema convertidor, una referencia de potencia (Pref) que es la referencia de la potencia activa para el sistema convertidor, una referencia de corriente (Iref) que es una referencia de corriente para el sistema convertidor, un valor medido (Smes) de la potencia aparente producida por el

65

generador o la potencia aparente suministrada a la red, un valor medido (Pmes) de la potencia activa producida por el generador o la potencia activa suministrada a la red, y un valor medido (Imes) de la corriente producida por el generador o la corriente suministrada a la red.

- 5 La desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores puede ser una desactivación breve o una desactivación prolongada.

10 La dicha desactivación breve se caracteriza por la propiedad de permitir una activación rápida del módulo convertidor que se ha desactivado durante un tiempo breve esperado. La duración de una activación rápida puede definirse en relación con el tiempo necesario para hacer funcionar los contactores, como contactores mecánicos. Una situación en la que puede preferirse una desactivación breve puede estar provocada por variaciones en la velocidad del viento, provocando variaciones en la cantidad de energía producida por el generador y, por lo tanto, cuando se mide o se espera una reducción de la energía producida, un módulo convertidor puede desactivarse brevemente, con la ventaja de que esta breve desactivación permite una rápida activación cuando se mide o se espera un aumento de la energía producida. Resulta ventajoso poder desactivar el módulo convertidor sólo durante un tiempo breve esperado, porque la desactivación breve tiene la capacidad de activar el módulo convertidor con mucha rapidez, evitando de este modo una pérdida de producción de energía eléctrica debido a una activación lenta del módulo convertidor.

20 Además de poder desactivar el módulo convertidor durante un breve período de tiempo, también es posible desactivar el módulo convertidor durante un período de tiempo prolongado, en el que la duración de una desactivación prolongada puede definirse en relación con la desactivación breve. La desactivación prolongada puede ser una ventaja cuando se espera que el módulo convertidor no tenga que estar activado durante un período más prolongado. Además, la desactivación prolongada puede ser una ventaja porque el tiempo medio entre fallos (MTBF) de un módulo convertidor aumentará cuando esté desactivado durante un período de tiempo prolongado ya que no se aplican tensiones a los transistores y condensadores del módulo convertidor. Una situación en la que es preferible una desactivación prolongada puede producirse cuando no se espera ninguna variación en la velocidad del viento durante un período prolongado de tiempo o cuando debe repararse o sustituirse un módulo convertidor.

30 En una posible implementación de la invención, el paso de activar/desactivar como mínimo uno de la pluralidad de módulos convertidores, puede llevarse a cabo de forma que la potencia de salida de cada uno de los módulos convertidores activados, o como mínimo de algunos de los módulos convertidores, se maximice en relación con la potencia nominal de los módulos convertidores. Cuando la energía eléctrica que sale de un módulo convertidor se maximiza en relación con la potencia nominal del módulo convertidor, la eficiencia del módulo convertidor también se maximiza, maximizando de este modo la producción energética de la turbina eólica, que constituye una ventaja para la rentabilidad de la inversión en turbinas eólicas.

40 En otra implementación posible de la invención, la activación/desactivación de, como mínimo, uno de la pluralidad de módulos convertidores puede llevarse a cabo de forma que se minimice la oscilación térmica, es decir los cambios de temperatura a lo largo del tiempo de los componentes electrónicos de cada uno de los módulos convertidores, o como mínimo de alguno de los módulos convertidores, por ejemplo en relación con las temperaturas de funcionamiento normales o en relación con las máximas temperaturas de funcionamiento permitidas o en relación con las variaciones máximas de temperatura permitidas. Se trata de una ventaja ya que la oscilación térmica de un módulo convertidor perjudica al propio módulo convertidor. De este modo, minimizar la oscilación térmica mejorará la fiabilidad del módulo convertidor y, por lo tanto, reducirá el número de fallos del módulo convertidor.

50 Según un método según la invención de activación/desactivación en respuesta a la oscilación térmica, la activación/desactivación se lleva a cabo de forma que se minimice la oscilación térmica de cada uno de la pluralidad de módulos convertidores, o como mínimo de alguno de la pluralidad de módulos convertidores, dentro de un intervalo seleccionado de temperaturas cuando se hacen funcionar los módulos convertidores, llevado a cabo posiblemente de forma que se minimice la amplitud de temperaturas de la oscilación térmica de cada módulo convertidor activado.

55 La minimización de la amplitud de temperaturas de la oscilación térmica se lleva a cabo preferentemente en relación con un intervalo de temperaturas de entre 0 y 125 grados Celsius, preferentemente en relación con un intervalo de temperaturas de entre 30 y 125 grados Celsius, más preferentemente en relación con un intervalo de temperaturas de entre 60 y 125 grados e incluso más preferentemente en relación con un intervalo de temperaturas de entre 60 y 110 grados Celsius.

60 Según otro método o bien alternativo o bien adicional según el invento de activación/desactivación en respuesta a la oscilación térmica, la activación/desactivación se lleva a cabo de forma que se minimice la oscilación térmica de cada uno de la pluralidad de diversos módulos convertidores, o como mínimo de algunos de los diversos módulos convertidores, dentro de un intervalo seleccionado de temperaturas cuando se hacen funcionar los módulos convertidores, llevado a cabo posiblemente de forma que se minimice la frecuencia de la oscilación térmica de cada módulo convertidor activado, en el que la minimización de la frecuencia de la oscilación térmica se lleva a cabo preferentemente en relación con una frecuencia permitida máxima.

El requisito tanto de maximizar la potencia de salida de, como mínimo, uno de los módulos convertidores activados en relación con la potencia nominal de los módulos convertidores, como de minimizar la oscilación térmica de, como mínimo, uno de los módulos convertidores puede no ser posible en algunas situaciones. Puede conseguirse un método tanto en el que se maximiza la potencia de salida de un módulo convertidor, o como mínimo se maximiza parcialmente, como en el que se minimiza la oscilación térmica, o como mínimo se minimiza parcialmente, calculando un solo parámetro y optimizando ese solo parámetro en relación con un valor prefijado, en el que dicho solo parámetro puede ser característico tanto de la potencia de salida relativa a una potencia nominal de un módulo convertidor como de la oscilación térmica de un módulo convertidor.

En una implementación preferente de la invención, la activación/desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores puede llevarse a cabo de forma que los patrones de modulación por anchura de pulsos (PWM) de dos o más módulos convertidores se desfasen entre sí. De este modo, cuando se activan dos módulos convertidores, los patrones de modulación por anchura de pulsos (PWM) pueden desfasarse en 180 grados entre sí, cuando se activan tres módulos convertidores, los patrones de modulación por anchura de pulsos (PWM) pueden desfasarse en 120 grados entre sí, de forma que el patrón PWM de un segundo módulo convertidor se desfasa en 120 grados en relación con un primer convertidor, y el patrón PWM de un tercer módulo convertidor se desfasa en 240 grados en relación con el primer módulo convertidor. Del mismo modo, cuando se activan cuatro módulos convertidores, los patrones de modulación por anchura de pulsos (PWM) pueden desfasarse en 90 grados entre sí. Cuando se activan 5 o más módulos convertidores, los patrones de modulación por anchura de pulsos (PWM) pueden desfasarse según los ejemplos anteriores en los que se permite la activación de 2, 3 o 4 módulos convertidores. Cuando los patrones de modulación por anchura de pulsos (PWM) de dos o más convertidores se desfasan entre sí, se reducen los componentes armónicos procedentes de la modulación por anchura de pulsos (PWM), mejorando de ese modo la calidad de la señal de tensión que se aplica a la red de suministro eléctrico.

En otra implementación preferente de la invención, los criterios para la activación/desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores pueden determinarse a partir de parámetros predeterminados de histéresis, en los que los parámetros de histéresis se ven influidos por la temperatura de componentes de la turbina eólica y/o la temperatura ambiental. Cuando la temperatura de los componentes de la turbina eólica, como el módulo convertidor, los cuerpos de refrigeración de un módulo convertidor, los reguladores de la red, los reguladores del generador, las resistencias del chopper de frenado, los módulos IGBT, los armarios o el generador, sube demasiado en relación con las temperaturas normales de funcionamiento o en relación con las temperaturas de funcionamiento máximas, puede ser beneficioso cambiar los límites de activación y/o desactivación de los módulos convertidores de forma que cada módulo convertidor genere una cantidad menor de energía eléctrica, reduciendo de este modo la temperatura de los componentes sobrecalentados de la turbina eólica. La temperatura ambiental también puede tenerse en cuenta cuando se adaptan los límites de activación y/o desactivación para reducir la temperatura de los componentes sobrecalentados de la turbina eólica.

Por otra parte, si las temperaturas de alguno o todos los componentes de la turbina eólica y/o la temperatura ambiente son bajas en relación con las temperaturas operativas normales o en relación con las temperaturas operativas máximas, puede ser beneficioso cambiar los límites de activación y/o desactivación de los módulos convertidores. Un cambio de los límites de activación y/o desactivación incrementará las temperaturas de los componentes de la turbina eólica dentro de un intervalo permitido y, al mismo tiempo, mejorará la eficiencia energética de la turbina eólica. Un ejemplo de temperaturas de funcionamiento máximas de los componentes de la turbina eólica, como los módulos IGBT, puede ser de 125 grados Celsius.

En una implementación preferente, como mínimo uno de los módulos convertidores puede activarse activando el inversor del generador y el inversor de la red, que proporciona un modo sencillo y rápido de activar un módulo convertidor puesto que sólo requiere un cambio en las señales electrónicas que se aplican al inversor del generador y al inversor de la red.

Del mismo modo, como mínimo uno de los módulos convertidores puede desactivarse durante períodos de tiempo breves desactivando el inversor del generador y/o el inversor de la red, lo que requiere sólo un cambio en las señales electrónicas que se aplican al inversor del generador y al inversor de la red.

En otra implementación preferente de la invención, como mínimo uno de los módulos convertidores se activa mediante la activación del módulo convertidor según una secuencia de procedimientos de activación. Según la secuencia de procedimientos de activación, la activación o bien puede empezar desde un estado de desconexión, que es un estado para una desactivación prolongada del módulo convertidor o bien la activación puede empezar desde un estado de disponibilidad, que es un estado para una desactivación breve del módulo convertidor.

Del mismo modo, puede desactivarse como mínimo uno de los módulos convertidores durante períodos de tiempo más prolongados desactivando el módulo convertidor según una secuencia de procedimientos de desactivación, donde la secuencia de procedimientos de desactivación proporciona un método predecible para la desactivación del módulo convertidor, como el conocido a partir de las máquinas de estado.

Estos y otros aspectos de la invención resultarán evidentes a partir de y se describirán de una forma más detallada con referencia a los dibujos y las implementaciones que se describen a continuación.

Breve descripción de los dibujos

5 La Figura 1 ilustra esquemáticamente un generador conectado a un sistema convertidor según la invención, y el sistema convertidor conectado a la red de suministro eléctrico.

10 La Figura 2 ilustra una representación gráfica de un método según la invención para decidir si un módulo convertidor debería activarse o desactivarse.

Descripción detallada de una implementación

15 La Figura 1 ilustra un sistema 10 convertidor que incluye 3 módulos 20 convertidores conectados en paralelo. La Figura 1 también ilustra un generador 11 de la turbina eólica, un transformador 12 que conecta la salida del sistema 10 convertidor a la red de suministro eléctrico y un interruptor 13 automático.

20 El módulo 20 convertidor comprende un contactor de generador Kgen para desconectar el generador de la electrónica del módulo 20 convertidor. El módulo convertidor también comprende un inductor 21 para suavizar la corriente del generador, un inversor 22 del generador para transformar la señal CA del generador 11 en una señal CC, un condensador 23 del bus CC para suavizar las variaciones de la señal CC, un chopper 24 de frenado para la disipación de la potencia residual, un inversor de la red para transformar la señal CC en una señal CA, y un inductor 26 que en combinación con condensadores (no se representan) sirve para reducir los armónicos de la señal de tensión que se aplica a la red de suministro eléctrico. El módulo 20 convertidor también comprende una resistencia 27 de carga para cargar el condensador 23 del bus CC cuando el contactor Kcharge está cerrado, un contactor de red Kgrid para desconectar la red de suministro eléctrico de la electrónica del módulo 20 convertidor y un interruptor 28 automático para desconectar la red de suministro eléctrico del módulo 20 convertidor en caso de sobretensión. El símbolo indicado con el número 29 indica en este ejemplo que el módulo convertidor es un sistema de tres fases, sin embargo, el principio del módulo 20 convertidor funciona igualmente bien para otros sistemas como los sistemas de una fase.

30 El sistema 10 convertidor que se ilustra en la Figura 1 comprende 3 módulos 20 convertidores, sin embargo, el sistema 10 convertidor puede comprender cualquier pluralidad de módulos 20 convertidores, es decir, cualquier número de 2 o más módulos 20 convertidores.

35 Antes de que el módulo 20 convertidor pueda suministrar energía eléctrica a la red de suministro eléctrico, el módulo 20 convertidor debe activarse por transición desde un estado de desconexión desactivado inicial del módulo 20 convertidor a un estado final activo totalmente operativo. La transición del estado de desconexión al estado activo incluye transiciones a diversos estados transitorios intermedios y estados fijos tal como se describirá más adelante. Los estados transitorios son estados en los que el módulo 20 convertidor puede permanecer durante un breve período de tiempo (cómo máximo unos segundos) y los estados fijos son estados en los que el módulo convertidor puede permanecer, en principio, durante un período de tiempo infinito. Las transiciones entre los diferentes estados del módulo 20 convertidor se controlan mediante una unidad de control, por ejemplo una unidad central de procesamiento (CPU).

40 En el estado de desconexión inicial, todos los contactores Kgen, Kgrid y Kcharge están abiertos y el estado del interruptor 28 automático no cambia, por tanto, el interruptor 28 automático puede estar abierto o cerrado dependiendo del estado del interruptor 28 automático antes del estado de desconexión. El inversor 22 del generador y el inversor 25 de la red están desactivados.

45 El siguiente estado del módulo 20 convertidor es un estado transitorio previo a la carga, en el que en primer lugar el interruptor 28 automático está cerrado, si inicialmente estaba abierto, y posteriormente el contactor Kcharge está cerrado para cargar el condensador 23 del bus CC a través de la resistencia 27 de carga y los diodos de recuperación rápida del inversor 25 de la red al valor pico de la tensión de red, es decir, si la tensión media cuadrática de la red es por ejemplo de 690 V, el condensador del bus CC tendrá una carga de 975 V.

50 El posterior estado del módulo 20 convertidor es un estado de disponibilidad fijo, en el que en primer lugar los contactores Kgen y Kgrid están cerrados y Kcharge está abierto. En el estado de disponibilidad fijo, la tensión del condensador del bus CC se mantiene en la tensión pico de la tensión de red, de forma que el módulo 20 convertidor esté listo para empezar a convertir energía eléctrica desde el generador 11 a la red de suministro eléctrico.

55 Desde el estado de disponibilidad, el estado del módulo 20 convertidor pasa al estado transitorio de cambio de carga, en el que el inversor 25 de la red se activa y el condensador 23 del bus CC se carga a una tensión nominal que supera la tensión anterior, por ejemplo, la tensión podría aumentarse a una tensión de 1050 V.

60 Desde el estado transitorio de cambio de carga, el estado del módulo 20 convertidor pasa al estado fijo de carga del

bus CC, en el que la tensión del condensador del bus CC se mantiene constante.

Tras el estado de carga del bus CC, el módulo 20 convertidor puede pasar al estado transitorio de inicio de inversor del generador, en el que se activa el inversor 22 del generador.

5 El siguiente estado es el estado activo fijo, en el que el inversor 25 de la red se controla según la tensión del bus CC y la referencia de potencia reactiva. El inversor 22 del generador se controla según la referencia de potencia del controlador de la turbina.

10 El estado de disponibilidad permite la posibilidad de activar y desactivar rápidamente el módulo 20 convertidor, es decir cuando el módulo 20 convertidor se encuentra en el estado activo que suministra energía a la red de suministro eléctrico, es posible desactivar el módulo 20 convertidor muy rápidamente cambiando el estado del estado activo al estado de disponibilidad desactivando el inversor 22 del generador y el inversor 25 de la red. Del mismo modo, es posible activar el módulo 20 convertidor muy rápidamente, si el módulo convertidor se encuentra en el estado de disponibilidad, activando el inversor 25 de la red y el inversor 22 del generador. De esta forma, no es necesario hacer funcionar ninguno de los contactores Kgen, Kgrid y Kcharge para desactivar o activar la conversión de la energía eléctrica del módulo 20 convertidor, proporcionando de ese modo un método para activar o desactivar el módulo 20 convertidor muy rápidamente, es decir, la duración de una activación rápida o una desactivación rápida puede estar en el intervalo de entre 10 y 100 ms. Además, el estado de disponibilidad no requiere el accionamiento de los contactores Kgen, Kgrid y Kcharge cuando se desactiva o activa rápidamente cualquiera de la pluralidad de módulos 20 convertidores, por tanto, un efecto ventajoso relacionado con el estado de disponibilidad es que se incrementa el tiempo medio entre fallos (MTBF) de un módulo 20 convertidor.

25 El inversor 22 del generador y el inversor 25 de la red pueden activarse aplicando señales eléctricas de activación, como las señales de tensión con modulación por anchura de pulsos, al inversor 22 del generador y al inversor 25 de la red, por ejemplo, aplicando dichas señales de activación eléctricas a la puerta de transistores, tales como transistores IGBT, del inversor 22 del generador y el inversor 25 de la red. De manera similar, el inversor 22 del generador y el inversor 25 de la red pueden desactivarse aplicando señales eléctricas de desactivación, como señales con tensión cero, al inversor 22 del generador y al inversor 25 de la red, por ejemplo aplicando dichas señales eléctricas de desactivación a la puerta de los transistores del inversor 22 del generador y del inversor 25 de la red.

35 Un inversor 22 del generador puede incluir un número de 6 transistores IGBT. El inversor 22 del generador se controla aplicando tensiones, por ejemplo de entre 0 V y 15 V, a las puertas de los transistores IGBT. Si se aplica una señal de tensión de 0 V a las puertas de los 6 transistores IGBT, no circulará corriente por los transistores IGBT y, por lo tanto, el inversor 22 del generador se desactivará. Si se aplican señales de tensión, como señales de tensión con modulación por anchura de pulsos, con niveles de tensión de, por ejemplo 0 y 15 V a los 6 transistores IGBT, se activará el inversor 22 del generador. La activación y desactivación del inversor 25 de la red aplicando señales de tensión con modulación por anchura de pulsos y señales de tensión cero equivale a activar y desactivar el inversor 22 del generador, tal como se describe más arriba.

45 La transición inversa del estado activo al estado de desconexión se consigue inicialmente aumentando en rampa la referencia de potencia para el generador 11 hasta cero, donde la referencia de potencia controla la potencia producida por el generador 11. Cuando ello se ha conseguido, las corrientes del generador son cero, el inversor 22 del generador puede desactivarse y el contactor Kgen puede abrirse. Entonces la referencia del bus CC se mantiene constante, es decir la tensión del condensador 23 del bus CC se mantiene constante y la referencia de potencia reactiva aplicada al control del inversor de la red se disminuye en rampa a cero. Posteriormente, las corrientes de la red procedentes del inversor 25 de la red serán cero, el inversor 25 de la red puede desactivarse y Kgrid puede abrirse.

50 La duración de una transición del estado activo al estado de desconexión, o la duración de la transición opuesta del estado de desconexión al estado activo puede estar en el intervalo de desde 1 a 10 segundos.

55 El ejemplo descrito anteriormente de la transición del estado de desconexión al estado activo sólo ilustra una implementación entre otras implementaciones en el que pueden incluirse otros estados en la secuencia de estados. Por lo tanto, pueden agregarse otros estados antes o después de la secuencia de estados que se describe más arriba. Además, algunos o todos los estados descritos anteriormente pueden agruparse en estados alternativos, es decir el estado previo a la carga, el estado de disponibilidad y el estado de cambio de carga pueden agruparse en un estado de carga. Además, alguno de los estados pueden omitirse en algunos casos, por ejemplo el estado de encendido del bus CC puede omitirse en la transición del estado de cambio de carga al estado de inicio de inversor del generador.

60 Es posible mejorar la eficiencia energética del sistema 10 convertidor asegurándose de que cada módulo 20 convertidor funciona cerca del nivel de potencia nominal del módulo 20 convertidor en cuestión. El nivel de potencia nominal del módulo convertidor debe entenderse como la energía eléctrica máxima que el módulo convertidor es capaz de producir a una determinada temperatura. Por ejemplo, si el módulo 20 convertidor produce una cantidad de

energía eléctrica igual al 100% de la potencia de salida nominal, la eficiencia del módulo convertidor puede ser del 97,5%, mientras que si el módulo 20 convertidor produce una cantidad de energía eléctrica igual al 20% de la potencia de salida nominal, la eficiencia del módulo convertidor puede ser de 95,7% correspondiente a una disminución de la eficiencia del 1,8%.

Por lo tanto, para conseguir la mejor eficiencia del convertidor, el número de módulos 20 convertidores activados debe adaptarse a la cantidad real de energía eléctrica producida por el generador 11. De este modo, si el generador sólo produce el 50% de la capacidad de potencia nominal del sistema 10 convertidor, en el que la potencia nominal del sistema 10 convertidor es igual a la suma de los niveles de potencia nominal de todos los módulos 20 convertidores comprendidos en el sistema 10 convertidor, entonces idealmente deberían activarse la mitad de los módulos 20 convertidores para maximizar la eficiencia del sistema 10 convertidor.

La Figura 2 muestra una representación gráfica para determinar el número de módulos convertidores (a lo largo de las ordenadas) que deben activarse en función de la razón entre un parámetro S_{ref} y el nivel de potencia nominal aparente S_{rated} (a lo largo de las abscisas) del sistema 10 convertidor. El gráfico que mostrado en la Figura 2 es válido para un sistema 10 convertidor con 6 módulos 20 convertidores. El parámetro S_{rated} es el nivel de potencia aparente nominal del sistema 10 convertidor. El parámetro S_{ref} es la referencia de potencia aparente para el sistema 10 convertidor y S_{ref} es igual a la raíz cuadrada de la suma de cuadrados de la potencia activa y la potencia reactiva. Por lo tanto, el parámetro S_{ref} está relacionado con la cantidad variable de energía eléctrica producida por el generador, que está relacionada con las pérdidas de energía eléctrica en los módulos 20 convertidores, donde las pérdidas provocan aumentos de temperatura en los módulos 20 convertidores. El aumento de la temperatura en un módulo convertidor provocada por las pérdidas eléctricas determina la potencia nominal del módulo 20 convertidor y, por lo tanto, el parámetro relacionado S_{ref} es un parámetro representativo para determinar la activación o desactivación del módulo 20 convertidor.

En lugar de S_{ref} pueden utilizarse otros parámetros, como P_{ref} que es la referencia de la potencia activa para el sistema 10 convertidor o I_{ref} que es la referencia de corriente para el sistema 10 convertidor. Además, también es posible utilizar los valores medidos de la potencia aparente S_{mes} producida por el generador 10 o suministrada a la red, los valores medidos de la potencia activa P_{mes} producida por el generador 10 o suministrada a la red, o los valores registrados de la corriente I_{mes} producida por el generador 10 o suministrada a la red. También es posible utilizar las temperaturas de componentes del módulo convertidor, como los transistores IGBT o los cuerpos de refrigeración de los módulos del convertidor 20. Cualquiera de los parámetros (S_{ref} , P_{ref} , I_{ref}), medidas (S_{mes} , P_{mes} , I_{mes}) y temperaturas mencionados anteriormente pueden combinarse en un solo parámetro que puede utilizarse en lugar del parámetro S_{ref} tal como se describe en relación con la Figura 2.

La curva 40 ilustrada en la Figura 2 muestra los límites de activación 41-45, en forma de la razón S_{ref}/S_{rated} , para activar un módulo 20 convertidor, y los límites de desactivación 51-55 para desactivar un módulo 20 convertidor. De esta forma, cuando la razón S_{ref}/S_{rated} se encuentra por debajo de un determinado valor, que es igual a o menor que el límite de activación 41, por ejemplo con un valor de $1/6$ o ligeramente menor que $1/6$ como $5/60$ u $8/60$, entonces sólo es preciso activar un módulo 20 convertidor. Debe entenderse que el límite de activación 41 igual a $1/6$ corresponde al 100% de la potencia nominal de un módulo 20 convertidor y que, por lo tanto, el límite de activación 41 igual a $5/60$ corresponde al 50% de la potencia nominal del módulo 20 convertidor, y el límite de activación 41 igual a $8/60$ corresponde al 80% de la potencia nominal del módulo 20 convertidor. Cuando la razón S_{ref}/S_{rated} aumenta por encima de un determinado límite de activación, por ejemplo el indicado por el límite de activación 41, debido a un aumento de la potencia producida por el generador 11, se activa otro módulo 20 convertidor de forma que se activan un total de 2 módulos convertidores. Si la razón S_{ref}/S_{rated} posteriormente desciende por debajo de un determinado límite de desactivación, por ejemplo el límite 51, debido a una disminución de la potencia producida por el generador 11, en ese caso se desactiva un módulo 20 convertidor, quedando sólo un módulo convertidor activado, manteniendo de esta forma una alta eficiencia de energía eléctrica del sistema 10 convertidor. Los valores típicos para el límite de activación 41 equivalen aproximadamente al 90% de la potencia nominal de un módulo 20 convertidor, o posiblemente al 80%, o incluso al 50% de la potencia nominal de un módulo 20 convertidor. Los valores típicos del límite de desactivación 51 equivalen aproximadamente al 80% de la potencia nominal de un módulo 20 convertidor, o posiblemente al 70%, o incluso al 40% de la potencia nominal de un módulo 20 convertidor. La franja de histéresis 61 indicada como la diferencia entre el límite de activación 41 y el límite de desactivación 51 garantiza que la activación y desactivación de los módulos 20 convertidores no se produce con demasiada frecuencia debido a variaciones mínimas en la energía eléctrica producida por el generador 11.

Las franjas de histéresis 61-65, indicadas como las diferencias entre los límites de activación 41-45 y los límites de desactivación 51-55 pueden adaptarse de forma que se incrementen en función de los valores crecientes de S_{ref}/S_{rated} tal como muestra la Figura 2, lo que garantiza que la activación y desactivación de los módulos 20 convertidores no se produce con demasiada frecuencia incluso cuando aumentan las variaciones en la energía eléctrica producida por el generador 11.

Cuando la razón S_{ref}/S_{rated} aumenta adicionalmente por encima del límite de activación 42, se activa un tercer módulo 20 convertidor, y si la razón S_{ref}/S_{rated} baja por debajo del límite de desactivación 52, se desactiva un módulo convertidor. Cuando la razón S_{ref}/S_{rated} aumenta por encima del límite de activación 45, se activa el sexto y

último módulo 20 convertidor.

En otras implementaciones según este invento, pueden utilizarse más o menos módulos convertidores, lo que requiere un cambio correspondiente en el número de límites de activación 41-45 y límites de desactivación 51-55.

Los límites de activación 41-45 y los límites de desactivación 51-55 puede hacerse que dependan de la temperatura para evitar sobrecalentamientos y por lo tanto el fallo de los módulos 20 convertidores. Por ejemplo, si la temperatura de un módulo 20 convertidor aumenta por encima de un determinado límite debido a aumentos en la temperatura ambiente, podría ser necesario cambiar los límites de activación 41-45 a valores más bajos de la razón S_{ref}/S_{rated} , por ejemplo el límite de activación 43 puede cambiar al límite de activación 43a, tal como muestra la Figura 2.

De este modo, cuando se ha cambiado alguno o todos los límites de activación 41-45 de los módulos 20 convertidores, por ejemplo del 90% al 85% de la potencia nominal del módulo 20 convertidor, la energía eléctrica promedio que sale de un módulo 20 convertidor será correspondientemente menor, pues se habrán activado más módulos convertidores, reduciendo de este modo la temperatura de un módulo 20 convertidor.

Los límites de activación 41-45 y los límites de desactivación 51-55 pueden depender de las temperaturas de cualquiera de los componentes del sistema convertidor, por ejemplo las temperaturas de los cuerpos de refrigeración, resistencias, transistores, armarios, reguladores de red, reguladores de generador y resistencias del chopper de frenado. Así mismo, los límites de activación 41-45 y los límites de desactivación 51-55 pueden depender de las temperaturas del generador 11 y también pueden depender de la temperatura ambiente.

Algunos o todos los límites de desactivación 51-55 pueden reducirse de manera correspondiente a la reducción de los límites de activación 41-45, reduciendo el límite de desactivación del 80% al 75% de la potencia nominal del módulo 20 convertidor, manteniendo de esta forma el tamaño de la franja de histéresis que es igual a, por ejemplo, el 10% de la potencia nominal del módulo 20 convertidor.

De manera similar, pueden aumentarse los límites de activación 41-45 y/o los límites de desactivación 51-55, de forma que alguno o todos los módulos convertidores pueden producir mayor energía eléctrica. La situación de aumentar los límites de activación 41-45 y/o los límites de desactivación 51-55 puede producirse si la temperatura de un módulo 20 convertidor disminuye, por ejemplo debido a una disminución de la temperatura ambiental o debido a una disminución de la temperatura de cualquiera de los componentes: cuerpos de refrigeración, resistencias, transistores, armarios, reguladores de red, reguladores de generador, resistencias del chopper de frenado y el generador 11. Además, los límites de activación 41-45 y/o los límites de desactivación 51-55 pueden aumentarse temporalmente para enfrentarse a aumentos breves en la energía eléctrica producida por el generador 11.

Además, los niveles de potencia nominal de los módulos convertidores pueden hacerse depender de las temperaturas de cualquiera de los componentes del sistema convertidor, por ejemplo de las temperaturas de los cuerpos de refrigeración, resistencias, transistores, armarios, reguladores de red, reguladores del generador y resistencias del chopper de frenado. Además, los niveles de potencia nominal pueden hacerse depender de las temperaturas del generador 11 y de la temperatura ambiente. Evidentemente, hacer que los niveles de potencia nominal dependan de la temperatura equivale a hacer que los límites de activación 41-45 y los límites de desactivación 51-55 dependan de la temperatura.

El inversor 23 de la red puede estar basado en la modulación por anchura de pulsos (PWM). Es posible reducir los armónicos generados por la técnica de modulación por anchura de pulsos garantizando que los patrones de modulación por anchura de pulsos (PWM) de dos o más módulos 20 convertidores se desfasan entre sí. Por lo tanto, cuando dos módulos 20 convertidores se activan, los patrones de modulación por anchura de pulsos (PWM) pueden desfasarse en 180 grados entre sí, cuando tres módulos 20 convertidores se activan, los patrones de modulación por anchura de pulsos (PWM) pueden desfasarse en 120 grados entre sí de forma que el patrón de PWM de un segundo módulo 20 convertidor se desfasa en 120 grados en relación con un primer módulo 20 convertidor, y el patrón de PWM de un tercer módulo 20 convertidor se desfasa en 240 grados en relación con un primer módulo 20 convertidor. Del mismo modo, cuando se activan cuatro módulos 20 convertidores los patrones de modulación por anchura de pulsos (PWM) pueden desfasarse 90 grados entre sí. Cuando se activan 5 o más módulos 20 convertidores, los patrones de modulación por anchura de pulsos pueden desfasarse según los ejemplos facilitados anteriormente en los que se activan 2, 3 ó 4 módulos 20 convertidores. De este modo, desfasando las señales con modulación por anchura de pulsos que se aplican a los módulos 20 convertidores, se consigue mejorar la calidad de la señal de tensión que se aplica a la red de suministro eléctrico.

Teniendo en cuenta la situación en la que deben activarse como mínimo 2 módulos convertidores para reducir los armónicos generados mediante la técnica de modulación por anchura de pulsos, la curva de la Figura 2 debería adaptarse de forma que empiece con 2 módulos 20 convertidores activados cuando S_{ref} sea igual a 0 y que el tercer convertidor se active cuando la razón S_{ref}/S_{rated} supere el límite de activación 42.

Cuando la salida del sistema convertidor está conectada a una red de suministro eléctrico potente, puede no ser

necesario activar los 2 módulos 20 convertidores para reducir las componentes de tensión armónica provocadas por la modulación por anchura de pulsos, puesto que la red de suministro eléctrico potente tiene la capacidad de suprimir dichas componentes de tensión armónica. En tales casos, sólo es necesario activar un módulo 20 convertidor si la razón S_{ref}/S_{rated} es mayor de cero y menor que el límite de activación 41 que aparece en la Figura 2.

La fiabilidad de los módulos 20 convertidores puede mejorarse considerando las temperaturas de los módulos 20 convertidores y las horas de funcionamiento de los módulos convertidores cuando se activan y desactivan los módulos convertidores. La fiabilidad de los módulos 20 convertidores debe entenderse como una caracterización de dichas características como el tiempo medio entre fallos (MTBF) de los módulos convertidores.

La fiabilidad de un módulo 20 convertidor disminuye por la oscilación térmica del módulo convertidor, por ejemplo debido a la oscilación térmica de componentes eléctricos, como los transistores IGBT, de los módulos convertidores. La oscilación térmica de los componentes eléctricos afecta a la vida útil de los módulos convertidores de forma negativa, disminuyendo de este modo la fiabilidad del módulo 20 convertidor. La oscilación térmica de los componentes eléctricos debe entenderse como cambios de la temperatura de los componentes electrónicos a lo largo del tiempo. Mantener la temperatura de los componentes electrónicos de un módulo 20 convertidor constante o reducir las variaciones de la temperatura a lo largo del tiempo mejorará la fiabilidad del módulo 20 convertidor en cuestión.

La oscilación térmica del módulo 20 convertidor puede minimizarse reduciendo las variaciones de temperatura de, por ejemplo, los transistores IGBT en relación con un intervalo de temperaturas de funcionamiento de los transistores IGBT, como en el intervalo de 0 a 125 grados Celsius, o preferentemente en el intervalo de 30 a 125 grados Celsius, o más preferentemente en el intervalo de 60 a 125 grados Celsius y aún más preferentemente en el intervalo de 60 a 110 grados Celsius. Alternativamente, la oscilación térmica puede minimizarse en relación con una temperatura promedio de los transistores IGBT.

Cuando la razón S_{ref}/S_{rated} aumenta por encima del límite de activación 4 en la Figura 2, se activa un tercer módulo 20 convertidor. Sin embargo, en el caso en el que el sistema 10 convertidor comprende 6 módulos 20 convertidores, el tercer módulo 20 convertidor que va a activarse podría ser cualquiera de los 4 módulos convertidores desactivados. Para reducir la oscilación térmica de los módulos convertidores, el tercer módulo convertidor que va a activarse se selecciona para ser uno de los cuatro módulos convertidores desactivados que tenga la temperatura más alta en el momento de la activación. Activando el módulo 20 convertidor que tiene la temperatura más alta, se minimizará la oscilación térmica, aumentando de ese modo la fiabilidad del sistema 10 convertidor.

Por el contrario, si la razón S_{ref}/S_{rated} disminuye por debajo del límite de desactivación 43 en la Figura 2, deberá desactivarse uno de los 3 módulos 20 convertidores activados. Para reducir la oscilación térmica de los módulos convertidores, el módulo convertidor que va a desactivarse se selecciona para ser uno de los tres módulos convertidores activados que tenga la temperatura más baja en el momento de la desactivación. Desactivando el módulo 20 convertidor que tiene la temperatura más baja, se minimizará la oscilación térmica, aumentando de ese modo la fiabilidad del sistema 10 convertidor.

La temperatura de los módulos 20 convertidores utilizada para determinar cuál de los módulos 20 convertidores debe activarse o desactivarse puede obtenerse midiendo la temperatura de componentes eléctricos críticos, como transistores IGBT, o midiendo la temperatura de los cuerpo de refrigeración del módulo 20 convertidor o midiendo la temperatura de cualquier otro componente de los módulos 20 convertidores.

La fiabilidad de los módulos 20 convertidores también se ve afectada por las horas de funcionamiento de un módulo 20 convertidor, en los que las horas de funcionamiento de un módulo 20 convertidor deberían entenderse como el número de horas que ha estado activo un módulo 20 convertidor. Por lo tanto, si se activa un módulo 20 convertidor muy raramente, la fiabilidad de dicho módulo convertidor será alta, mientras que la fiabilidad de otro módulo 20 convertidor que se activa frecuentemente será inferior.

Por lo tanto, una solución para aumentar la fiabilidad de los módulos 20 convertidores y el sistema 10 convertidor como tal es minimizar el número de horas de funcionamiento de cada módulo 20 convertidor garantizando que las horas de funcionamiento de cada uno de los módulos 20 convertidores del sistema 10 convertidor sean aproximadamente iguales.

Por lo tanto, cuando la razón S_{ref}/S_{rated} aumenta por encima de, por ejemplo, el límite de activación 42, se activará uno de los módulos 20 convertidores desactivados con el menor número de horas de funcionamiento. Por el contrario, cuando la razón S_{ref}/S_{rated} disminuye por debajo de, por ejemplo, el límite de desactivación 55, se desactivará uno de los módulos 20 convertidores activados con el mayor número de horas de funcionamiento.

Puede surgir un conflicto al decidir cuál de los módulos 20 convertidores activados o desactivados activar o desactivar porque los criterios para minimizar tanto la oscilación térmica como las horas de funcionamiento pueden

apuntar hacia dos módulos convertidores distintos, mientras que sólo es preciso desactivar o activar un módulo convertidor según la curva de la Figura 2.

5 Este conflicto puede resolverse realizando un solo criterio que incluya tanto los criterios para reducir la oscilación térmica, como los criterios para minimizar las horas de funcionamiento. Por ejemplo, si tiene que activarse un módulo convertidor de los 3 módulos convertidores desactivados, puede calcularse un criterio que se calcula como la suma de un parámetro relacionado con la oscilación térmica y un parámetro relacionado con las horas de funcionamiento para cada uno de los 3 módulos convertidores desactivados, con el objetivo de determinar qué módulo 20 convertidor debe activarse.

10 Cuando se ha tomado la decisión de desactivar un módulo convertidor, debe decidirse si la desactivación debe ser una desactivación prolongada o una desactivación breve. Si la desactivación debe ser una desactivación breve, basta con cambiar el estado del módulo 20 convertidor del estado activo al estado de disponibilidad, tal como se ha descrito anteriormente. Si la desactivación debe ser una desactivación prolongada, el estado del módulo 20 convertidor pasa del estado activo al estado de desconexión.

15 La decisión de si la desactivación debe ser una desactivación breve o una desactivación prolongada se decide a partir de cálculos estadísticos basados en información que incluye: las condiciones meteorológicas, como la velocidad del viento y las temperaturas ambientales, las previsiones meteorológicas, el consumo energético futuro esperado de los consumidores de energía eléctrica conectados a la red de suministro eléctrico, y datos recientes relacionados con las horas de funcionamiento y la oscilación térmica del módulo 20 convertidor que va a desactivarse.

REIVINDICACIONES

1. Un método para hacer funcionar un sistema (10) convertidor de una turbina eólica, comprendiendo dicho sistema convertidor
- 5 - una pluralidad de módulos (20) convertidores capaces de convertir una cantidad variable de energía eléctrica producida por un generador en energía eléctrica aplicable a una red de suministro eléctrico, y
- 10 - contactores (Kgen, Kgrid, Kcharge) para conectar y desconectar dichos módulos (20) convertidores de dicho generador o dicha red de suministro eléctrico,
- en el que
- 15 - dicha pluralidad de módulos convertidores están configurados en paralelo,
- y en el que el método comprende el paso de
- 20 - determinar un procedimiento de activación/desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores en respuesta a un valor de parámetro para un parámetro que es una característica de la cantidad variable de energía eléctrica producida por el generador; y
- caracterizado porque una desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores puede ser una desactivación breve o una desactivación prolongada, en el que
- 25 i. dicha desactivación breve está caracterizada porque cambia el, como mínimo, uno de los módulos convertidores de un estado activo a un estado de disponibilidad desactivando el, como mínimo, uno de los módulos convertidores sin hacer funcionar dichos contactores (Kgen, Kgrid, Kcharge);
- y
- 30 ii. dicha desactivación prolongada está caracterizada porque cambia el, como mínimo, uno de los módulos convertidores de un estado activo a un estado de desconexión desactivando el, como mínimo, uno de los módulos convertidores haciendo funcionar dichos contactores (Kgen, Kgrid, Kcharge),
- 35 y en el que la decisión de si la desactivación debe ser dicha desactivación breve o dicha desactivación prolongada se decide a partir de cálculos estadísticos basados en información que incluye (a) condiciones meteorológicas, (b) previsiones meteorológicas, (c) consumo energético futuro esperado de los consumidores de energía eléctrica conectados a dicha red de suministro eléctrico, (d) datos recientes relacionados con las horas de funcionamiento y (e) datos recientes relacionados con la oscilación térmica del módulo convertidor respectivo que va a desactivarse.
- 40
2. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque el parámetro relacionado con la cantidad variable de energía eléctrica producida por el generador puede seleccionarse del grupo que comprende:
- 45 las temperaturas de componentes del módulo convertidor, una referencia de potencia (Sref) que es la referencia de la potencia aparente para el sistema convertidor, una referencia de potencia (Pref) que es la referencia de la potencia activa para el sistema convertidor, una referencia de corriente (Iref) que es la referencia de corriente para el sistema convertidor, un valor medido (Smes) de la potencia aparente producida por el generador, un valor medido (Pmes) de la potencia activa producida por el generador y un valor medido (Imes) de la corriente producida por el generador.
- 50
3. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque el paso de determinar el procedimiento de activación/desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores se lleva a cabo de forma que se maximice la potencia de salida de cada módulo convertidor activado en relación con la potencia nominal de cada uno de los módulos convertidores, preferentemente se lleva a cabo de forma que la potencia de salida de cada módulo convertidor activado es como mínimo el 80% de la potencia de salida nominal y más preferentemente como mínimo el 90% de la potencia nominal.
- 55
4. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque el paso de determinar el procedimiento de activación/desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores se lleva a cabo de forma que se minimice la potencia de salida de un número seleccionado de módulos convertidores activados en relación con la potencia nominal de cada uno de los módulos convertidores, preferentemente se lleva a cabo de forma que la potencia de salida de cada módulo convertidor activado es como mínimo el 50% de la potencia de salida nominal, preferentemente como mínimo el 80% de la potencia nominal.
- 60
- 65
5. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque el paso de determinar el procedimiento de

- 5 activación/desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores se lleva a cabo de forma que se minimice la oscilación térmica de cada uno de la pluralidad de módulos convertidores dentro de un intervalo seleccionado de temperaturas cuando se hacen funcionar los módulos convertidores, posiblemente se lleva a cabo de forma que se minimice la amplitud de temperaturas de la oscilación térmica de cada módulo convertidor activado.
- 10 6. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque el paso de determinar el procedimiento de activación/desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores se lleva a cabo de forma que se minimice la oscilación térmica de un número seleccionado de la pluralidad de módulos convertidores dentro de un intervalo seleccionado de temperaturas cuando se hacen funcionar los módulos convertidores y se lleva a cabo de forma que se minimice la amplitud de temperaturas de la oscilación térmica del número seleccionado de módulos convertidores activados.
- 15 7. El método según cualquiera de las reivindicaciones 5 y 6, caracterizado porque la minimización de la amplitud de temperaturas de la oscilación térmica, se lleva a cabo en relación con un intervalo de temperaturas de entre 0 y 125 grados Celsius, preferentemente en relación con un intervalo de temperaturas de entre 30 y 125 grados Celsius, más preferentemente en relación con un intervalo de temperaturas de entre 60 y 125 grados Celsius, e incluso más preferentemente en relación con un intervalo de temperaturas de entre 60 y 110 grados Celsius.
- 20 8. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque el paso de determinar el procedimiento de activación/desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores se lleva a cabo de forma que la oscilación térmica de cada uno de la pluralidad de módulos convertidores se minimice dentro de un intervalo seleccionado de temperaturas cuando se hacen funcionar los módulos convertidores, posiblemente se lleva a cabo de forma que se minimice la frecuencia de la oscilación térmica de cada módulo convertidor activado, en el que la minimización de la frecuencia de la oscilación térmica se lleva a cabo preferentemente en relación con una frecuencia máxima permitida.
- 25 9. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque el paso de determinar el procedimiento de activación/desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores se lleva a cabo de forma que se minimice la oscilación térmica de un número seleccionado de la pluralidad de módulos convertidores dentro de un intervalo seleccionado de temperaturas cuando se hacen funcionar los módulos convertidores, y se lleva a cabo de forma que se minimice la frecuencia de la oscilación térmica del número seleccionado de módulos convertidores activados, en el que la minimización de la frecuencia de la oscilación térmica se lleva a cabo preferentemente en relación con una frecuencia máxima permitida de oscilación térmica.
- 30 10. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque el paso de determinar el procedimiento de activación/desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores se lleva a cabo de forma que se maximice la potencia de salida de un número seleccionado de módulos convertidores simultáneamente con que se minimice la oscilación térmica del número seleccionado de módulos convertidores, consiguiéndose dicha maximización de la potencia de salida y dicha minimización de la oscilación térmica calculando un solo parámetro y optimizando dicho un solo parámetro en relación con un valor prefijado, siendo dicho un solo parámetro característico tanto de la potencia de salida relacionada con la potencia nominal de un módulo convertidor como de la oscilación térmica de un módulo convertidor.
- 35 11. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque el paso de determinar el procedimiento de activación/desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores se lleva a cabo de forma que se iguale el número de horas de funcionamiento de cada uno de la pluralidad de módulos convertidores.
- 40 12. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque el paso de determinar el procedimiento de activación/desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores se lleva a cabo de forma que se iguale el número de horas de funcionamiento de un número seleccionado de la pluralidad de módulos convertidores.
- 45 13. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque el paso de determinar el procedimiento de activación/desactivación de, como mínimo, uno de los módulos convertidores se lleva a cabo de forma que se minimicen las tensiones armónicas generadas en la red de suministro eléctrico desfasando los patrones de modulación por anchura de pulso (PWM) de una pluralidad de módulos convertidores.
- 50 14. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque un criterio para activar/desactivar, como mínimo, uno de los módulos convertidores se determina a partir de parámetros de histéresis predeterminados, en el que los parámetros de histéresis están influidos por la temperatura de componentes de la turbina eólica.
- 55 15. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque un criterio para activar/desactivar, como mínimo, uno de los módulos convertidores se determina a partir de parámetros de histéresis predeterminados, en el que los parámetros de histéresis están influidos por la temperatura ambiente.
- 60
- 65

16. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque dicha pluralidad de módulos convertidores comprenden inversores del generador e inversores de la red.
- 5 17. El método según la reivindicación 16, caracterizado porque, como mínimo, uno de los módulos convertidores se activa mediante la activación tanto del inversor del generador como del inversor de la red.
- 10 18. El método según la reivindicación 16, caracterizado porque, como mínimo, uno de los módulos convertidores se desactiva durante períodos de tiempo breves mediante la desactivación del inversor del generador.
- 15 19. El método según la reivindicación 16, caracterizado porque, como mínimo, uno de los módulos convertidores se desactiva durante períodos de tiempo breves mediante la desactivación del inversor de la red.
- 20 20. El método según la reivindicación 16, caracterizado porque, como mínimo, uno de los módulos convertidores se desactiva durante períodos de tiempo breves mediante la desactivación tanto del inversor del generador como del inversor de la red.
- 25 21. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque, como mínimo, uno de los módulos convertidores se activa mediante la activación del módulo convertidor según una secuencia de procedimientos de activación, como una secuencia de estados de activación según los estados de una máquina de estado.
- 30 22. El método según la reivindicación 1, caracterizado porque, como mínimo, uno de los módulos convertidores se desactiva durante períodos de tiempo más prolongados mediante la desactivación del módulo convertidor según una secuencia de procedimientos de desactivación, como una secuencia de estados de desactivación según los estados de una máquina de estado.
- 35 23. Un sistema convertidor para una turbina eólica, comprendiendo el sistema convertidor:
- una pluralidad de módulo (20) convertidores capaces de convertir una cantidad variable de energía eléctrica producida por un generador en energía eléctrica aplicable a una red de suministro eléctrico, estando configurada dicha pluralidad de módulos convertidores en paralelo y
 - contactores (Kgen, Kgrid, Kcharge) para conectar y desconectar dichos módulos (20) convertidores de dicho generador o dicha red de suministro eléctrico,
 - medios para determinar una activación/desactivación de, como mínimo, uno de la pluralidad de módulos convertidores en respuesta a un parámetro relacionado con la cantidad variable de energía eléctrica que produce el generador, en el que tales medios están configurados para implementar el método según la reivindicación 1.
- 40

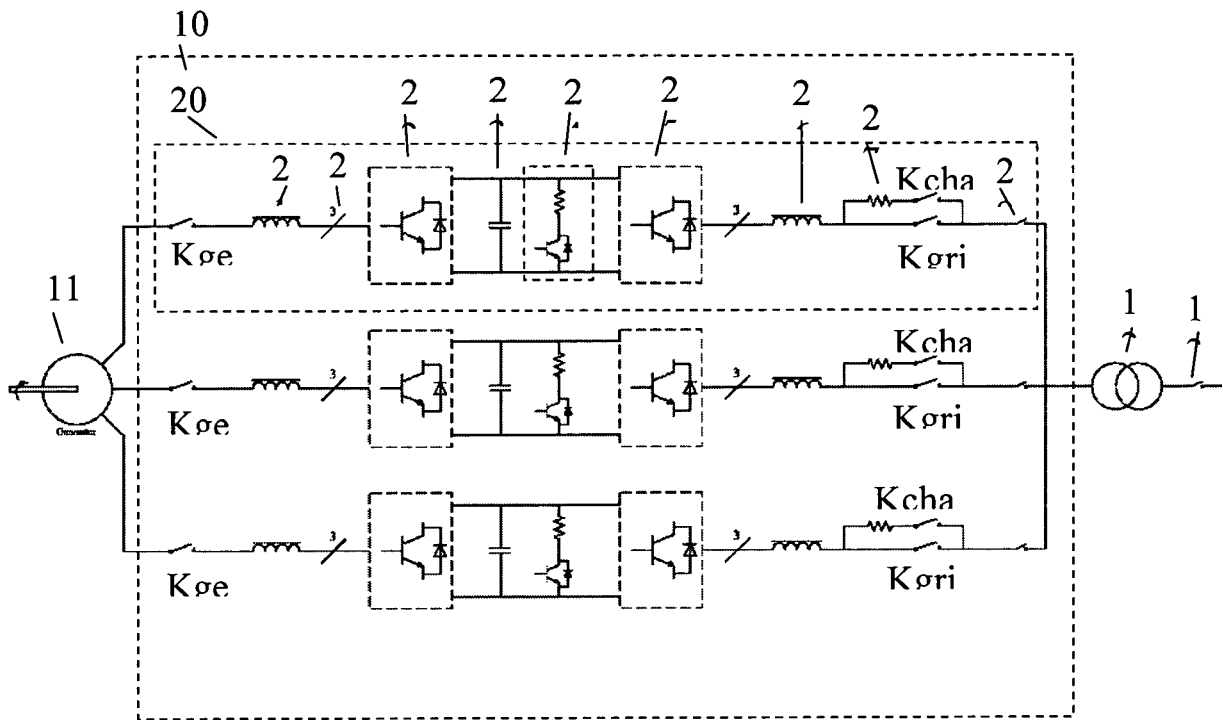


Fig. 1

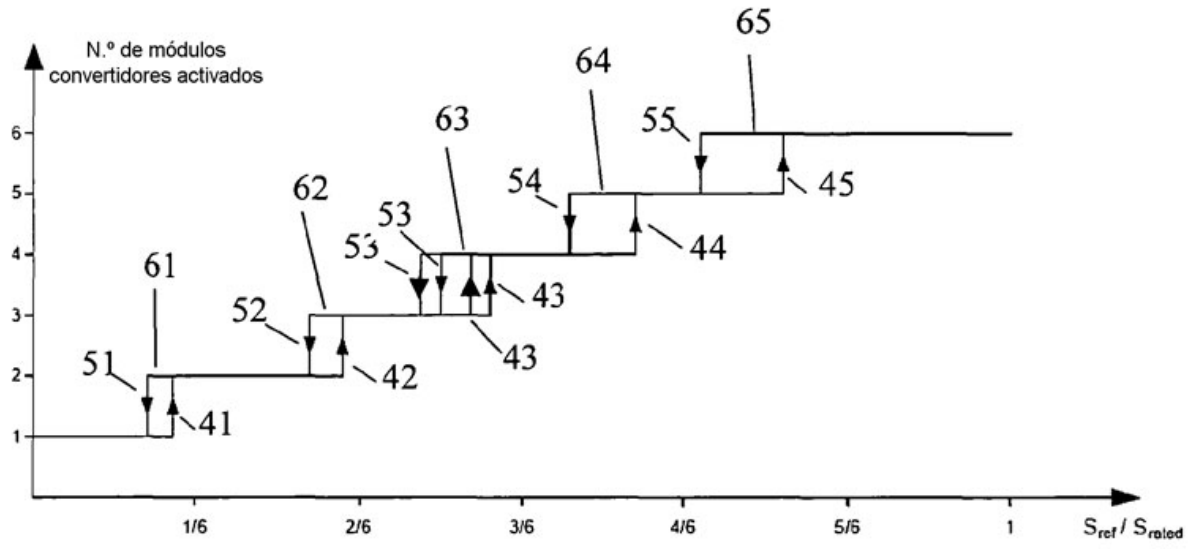


Fig. 2