

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 911 876**

51 Int. Cl.:

**H02P 9/00** (2006.01)

**F03D 17/00** (2006.01)

**H02K 3/51** (2006.01)

**H02K 7/18** (2006.01)

**H02K 11/26** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **22.12.2016** **E 16206411 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **26.01.2022** **EP 3339638**

54 Título: **Sistemas para la detección de grietas en generadores de inducción doblemente alimentados**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**23.05.2022**

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**GRUBIC, STEFAN;**  
**SHAH, MANOJ RAMPRASAD;**  
**NETI, PRABHAKAR y**  
**ZHANG, PINJIA**

74 Agente/Representante:

**FORTEA LAGUNA, Juan José**

**ES 2 911 876 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

Sistemas para la detección de grietas en generadores de inducción doblemente alimentados

5 **[0001]** El campo de la presente divulgación se refiere, en general, a sistemas de potencia eléctrica, y más específicamente, a la detección de defectos en los anillos de conexión para un rotor de generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) de una turbina eólica.

10 **[0002]** Muchas instalaciones de energía renovable conocidas están acopladas a una red de suministro eléctrica, y algunas de estas instalaciones incluyen turbinas eólicas. En general, una turbina eólica incluye un rotor que incluye un conjunto de buje rotatorio que tiene múltiples palas. Las palas transforman la energía eólica en un par de rotación mecánico que acciona uno o más generadores por medio del rotor. Al menos algunas turbinas eólicas conocidas están anidadas físicamente entre sí en una región geográfica común para formar una instalación de generación de energía renovable conocida como parque de turbinas eólicas, a veces denominado parque eólico.

15 **[0003]** Muchas turbinas eólicas conocidas incluyen un DFIG que transforma la energía mecánica en energía eléctrica. Los DFIG incluyen un rotor multifásico y un estátor. Las fases eléctricas del rotor multifásico del DFIG están acopladas por un anillo que se denomina anillo de extremo, anillo neutro o anillo en estrella. Algunos rotores de generador DFIG conocidos tienen un punto neutro flotante, que, con frecuencia, se proporciona por el anillo en estrella. El anillo en estrella típicamente está fabricado de una barra de cobre y está localizado en el extremo opuesto al accionamiento (NDE) del generador. El anillo en estrella incluye tres puntos de conexión, es decir, un punto de conexión para cada fase de un rotor trifásico.

20 **[0004]** Debido a las tensiones operativas que fatigan la conexión soldada entre el anillo en estrella y los puntos de conexión de rotor (o terminales de conexión ("connection lugs")), se pueden desarrollar grietas que den lugar a una discontinuidad. Cuando se produce una primera grieta entre dos de los tres puntos de conexión, el generador típicamente continúa funcionando satisfactoriamente, puesto que la corriente continúa alcanzando los tres puntos de conexión de rotor. Sin embargo, si se produce una segunda grieta, es decir, una condición de dos grietas, en el anillo en estrella entre otros dos puntos de conexión, al menos una parte, por ejemplo, una fase, de los devanados de rotor se desconecta del neutro flotante en una condición de circuito abierto, lo que puede dar como resultado un arco a través de una de las grietas y un posible daño en el aislamiento alrededor del anillo en estrella y una reducción resultante en la vida útil del generador. El sistema de monitorización de turbina eólica detecta esta condición de arco cruzado y la reconoce como un fallo de fase y, en consecuencia, apaga la turbina eólica. El fallo del anillo en estrella puede dar lugar a un tiempo de inactividad prolongado y a una costosa reparación de la turbina.

25 **[0005]** Un procedimiento de prueba conocido para grietas en el anillo en estrella requiere, en primer lugar, llevar la turbina fuera de línea, desmantelar al menos parcialmente el generador, inyectar una corriente de prueba en los terminales de conector de la estructura de anillo en estrella y, a continuación, medir el flujo de corriente, típicamente usando un osciloscopio, en dos o más de los terminales de conexión de anillo en estrella. Llevar la turbina fuera de línea crea una pérdida indeseable de producción de energía mientras la turbina no está operativa, y desmantelar el generador antes de determinar si realmente existe una grieta en el anillo en estrella que requiera reparación puede incrementar el coste de mantenimiento de la turbina.

30 **[0006]** El documento de patente EP 2878813 A1 divulga un sistema de detección de fallos para un anillo en estrella de un generador de inducción doblemente alimentado de una turbina eólica de acuerdo con el preámbulo de la reivindicación independiente. El documento US 5514978 A proporciona un procedimiento para detectar fallos de giro en un motor de inducción usando la transformación de Fourier de formas de onda de corriente digitalizadas, y el documento US 2016/033580 A1 divulga el muestreo de una señal de corriente de un generador de turbina, para generar un espectro de frecuencias a partir de la misma y para detectar un fallo en un componente del generador de turbina en base a excitaciones en el espectro de frecuencias.

35 **[0007]** La presente invención proporciona un sistema de detección de fallos para un anillo en estrella de un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) de una turbina eólica de acuerdo con la reivindicación 1. Se definen modos de realización preferidos en las reivindicaciones dependientes.

40 **[0008]** El DFIG incluye un anillo en estrella configurado para al menos tres fases eléctricas. El sistema de detección de fallos incluye un sistema de adquisición de datos que incluye al menos tres sensores. Cada sensor de dichos al menos tres sensores está configurado para acoplarse eléctricamente con y medir un voltaje respectivo de cada fase de las al menos tres fases eléctricas del anillo en estrella. El sistema de detección de fallos incluye además un sistema de alerta acoplado a dicho sistema de adquisición de datos. El sistema de alerta está configurado para aplicar una transformada de Fourier a los voltajes medidos respectivos de cada fase de las al menos tres fases eléctricas del anillo en estrella. El sistema de alerta está configurado además para proporcionar una indicación de una condición del anillo en estrella en base a los voltajes medidos transformados.

65

**[0009]** Aún en otro aspecto, se proporciona un parque eólico. El parque eólico incluye una pluralidad de turbinas eólicas. Cada turbina eólica de la pluralidad de turbinas eólicas incluye un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG). La pluralidad de turbinas eólicas incluye, de este modo, una pluralidad de DFIG. Al menos un DFIG de la pluralidad de DFIG está acoplado eléctricamente a una red de suministro. Cada DFIG de la pluralidad de DFIG incluye un anillo en estrella respectivo configurado para al menos tres fases eléctricas. Cada fase de las al menos tres fases eléctricas presenta un voltaje medible. El parque eólico incluye además un sistema de alerta configurado para calcular una componente de voltaje fundamental para cada DFIG. El sistema de alerta está configurado además para presentar un indicador respectivo para cada DFIG. Cada indicador respectivo indica una condición mecánica de cada anillo en estrella respectivo.

**[0010]** Diversas características, aspectos y ventajas de la presente divulgación se entenderán mejor cuando se lea la siguiente descripción detallada con referencia a los dibujos adjuntos en los que los caracteres similares representan partes similares a lo largo de los dibujos, en los que:

la FIG. 1 es una vista en perspectiva de una turbina eólica y parque eólico de ejemplo;

la FIG. 2 es una vista esquemática de un sistema eléctrico de ejemplo de la turbina eólica mostrada en la FIG. 1;

la FIG. 3 es una vista en perspectiva de un generador de ejemplo que se puede usar con la turbina eólica mostrada en la FIG. 1;

la FIG. 4 es una vista esquemática de un generador que tiene un rotor y devanados conectados a un anillo en estrella que desarrolla una condición de dos grietas;

la FIG. 5 es una vista esquemática de un sistema eléctrico de ejemplo del generador mostrado en las FIGS. 2 y 3;

la FIG. 6 es una representación gráfica que compara las componentes de secuencia negativa de voltaje de un anillo en estrella operativo con las componentes de secuencia negativa de voltaje de un anillo en estrella que desarrolla una condición de dos grietas;

la FIG. 7 es una representación gráfica que compara las componentes de secuencia negativa de corriente de un anillo en estrella operativo con las componentes de secuencia negativa de corriente de un anillo en estrella que desarrolla una condición de dos grietas;

la FIG. 8 es una representación gráfica que compara un indicador de fallo de voltaje de un anillo en estrella operativo con un indicador de fallo de voltaje de un anillo en estrella que desarrolla una condición de dos grietas;

la FIG. 9 es una representación gráfica que compara un indicador de fallo de impedancia de un anillo en estrella operativo con un indicador de fallo de impedancia de un anillo en estrella que desarrolla una condición de dos grietas; y

la FIG. 10 es un diagrama de flujo de un procedimiento para determinar los indicadores de fallo mostrados en las FIGS. 8 y 9.

**[0011]** En la siguiente memoria descriptiva y las reivindicaciones, se hará referencia a una serie de términos, que se definirán para que tengan los siguientes significados.

**[0012]** Las formas en singular "un", "una" y "el/la" incluyen referencias al plural a menos que el contexto lo indique claramente de otro modo.

**[0013]** "Opcional" u "opcionalmente" significa que el evento o circunstancia descrito posteriormente se puede producir o no, y que la descripción incluye casos en los que se produce el evento y casos en los que no.

**[0014]** Se puede aplicar lenguaje aproximado, como se usa en el presente documento a lo largo de la memoria descriptiva y reivindicaciones, para modificar cualquier representación cuantitativa que podría variar de forma permisible sin dar como resultado un cambio en la función básica con la que se relaciona. En consecuencia, un valor modificado por un término o términos, tal como "aproximadamente" y "sustancialmente", no se ha de limitar al valor preciso especificado. En al menos algunos casos, el lenguaje aproximado puede corresponder a la precisión de un instrumento para medir el valor. Aquí y a lo largo de la memoria descriptiva y reivindicaciones, las limitaciones de intervalo se pueden combinar y/o intercambiar, dichos intervalos se identifican e incluyen todos los subintervalos contenidos en los mismos a menos que el contexto o lenguaje lo indique de otro modo.

[0015] Como se usan en el presente documento, los términos "procesador" y "ordenador" y términos relacionados, por ejemplo, "dispositivo de procesamiento", "dispositivo informático" y "controlador" no se limitan solo a los circuitos integrados a los que se hace referencia en la técnica como ordenador, pero, en términos generales, se refieren a un microcontrolador, un microordenador, un controlador de lógica programable (PLC) y un circuito integrado específico de aplicación y otros circuitos programables, y estos términos se usan de manera intercambiable en el presente documento. En los modos de realización descritos en el presente documento, la memoria puede incluir, pero no se limita a, un medio legible por ordenador, tal como una memoria de acceso aleatorio (RAM), un medio no volátil legible por ordenador, tal como una memoria *flash*. De forma alternativa, también se puede usar un disquete, un disco compacto con memoria de solo lectura (CD-ROM), un disco magnetoóptico (MOD) y/o un disco versátil digital (DVD). Además, en los modos de realización descritos en el presente documento, los canales de entrada adicionales pueden ser, pero no se limitan a, periféricos de ordenador asociados con una interfaz de operario, tales como un ratón y un teclado. De forma alternativa, también se pueden usar otros periféricos de ordenador que pueden incluir, por ejemplo, pero sin limitarse a, un escáner. Además, en el modo de realización de ejemplo, los canales de salida adicionales pueden incluir, pero no limitarse a, un monitor de interfaz de operario.

[0016] Además, como se usan en el presente documento, los términos "*software*" y "*firmware*" son intercambiables e incluyen cualquier programa informático almacenado en memoria para su ejecución por ordenadores personales, estaciones de trabajo, clientes y servidores.

[0017] Como se usa en el presente documento, se pretende que el término "medios legibles por ordenador no transitorios" sea representativo de cualquier dispositivo basado en ordenador tangible implementado en cualquier procedimiento de tecnología para el almacenamiento de información a corto plazo y largo plazo, tal como, instrucciones legibles por ordenador, estructuras de datos, módulos y submódulos de programa u otros datos en cualquier dispositivo. Por lo tanto, los procedimientos descritos en el presente documento se pueden codificar como instrucciones ejecutables realizadas en un medio legible por ordenador no transitorio tangible, incluyendo, sin limitación, un dispositivo de almacenamiento y/o un dispositivo de memoria. Dichas instrucciones, cuando se ejecutan por un procesador, provocan que el procesador realice al menos una parte de los procedimientos descritos en el presente documento. Además, como se usa en el presente documento, el término "medios legibles por ordenador no transitorios" incluye todos los medios legibles por ordenador tangibles, incluyendo, sin limitación, dispositivos de almacenamiento informático no transitorios, incluyendo, sin limitación, medios volátiles y no volátiles, y medios extraíbles y no extraíble, tales como *firmware*, almacenamiento físico y virtual, CD-ROM, DVD y cualquier otra fuente digital, tal como una red o Internet, así como medios digitales aún por desarrollar, siendo la mera excepción la señal de propagación transitoria.

[0018] Los sistemas y procedimientos de los modos de realización descritos en el presente documento son útiles para identificar un defecto en un anillo en estrella de un rotor de generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) en una fase incipiente. Los modos de realización en el presente documento proporcionan una advertencia temprana frente a daño físico en el rotor, lo que facilita la prevención de arcos inesperados a través del generador debido a un circuito abierto en el circuito de rotor. La intervención temprana, después de la identificación de la grieta en el anillo en estrella incipiente, puede reducir los costes de reparación de una turbina eólica y evitar una interrupción prolongada y las pérdidas financieras relacionadas debido a las interrupciones no planificadas.

[0019] La FIG. 1 es una vista esquemática de una turbina eólica 100 de ejemplo. En el modo de realización de ejemplo, la turbina eólica 100 es una turbina eólica de eje en horizontal. De forma alternativa, la turbina eólica 100 puede ser una turbina eólica de eje en vertical. La turbina eólica 100 incluye una torre 102 que se extiende desde y está acoplada a una superficie de soporte 104. La torre 102 se puede acoplar a la superficie 104 con pernos de anclaje o por medio de una pieza de montaje de cimentación (no mostrada). Una góndola 106 está acoplada a la torre 102, y un conjunto de eje principal 108 está acoplado a la góndola 106. El conjunto de eje principal 108 incluye un buje rotatorio 110 y una pluralidad de palas de rotor 112 acopladas al buje 110. En el modo de realización de ejemplo, el conjunto de eje principal 108 incluye tres palas de rotor 112. De forma alternativa, el conjunto de eje principal 108 puede tener cualquier número adecuado de palas de rotor 112 para posibilitar que la turbina eólica 100 funcione como se describe en el presente documento. La torre 102 puede tener una altura y/o construcción adecuada que posibilite que la turbina eólica 100 funcione como se describe en el presente documento.

[0020] Las palas de rotor 112 están espaciadas alrededor del buje 110 para facilitar la rotación del conjunto de eje principal 108, transfiriendo, de este modo, la energía cinética del viento 114 en energía mecánica utilizable y, posteriormente, en energía eléctrica. El conjunto de eje principal 108 y la góndola 106 se hacen rotar alrededor de la torre 102 en un eje de orientación ("yaw axis") 116 para controlar una perspectiva de las palas de rotor 112 con respecto a una dirección del viento 114. Las palas de rotor 112 se encajan en el buje 110 acoplando una parte de raíz 118 de pala de rotor al buje 110 en una pluralidad de regiones de transferencia de carga 120. Cada región de transferencia de carga 120 tiene una región de transferencia de carga al buje y una región de transferencia de carga a la pala de rotor (ninguna mostrada en la FIG. 1). Las cargas inducidas en las palas de rotor 112 se transfieren al buje 110 por medio de las regiones de transferencia de carga 120. Cada pala de rotor 112 también incluye una parte de punta 122 de pala de rotor.

[0021] En el modo de realización de ejemplo, las palas de rotor 112 tienen una longitud de entre aproximadamente 30 metros (m) (99 pies (ft)) y aproximadamente 120 m (394 ft). De forma alternativa, las palas de rotor 112 puede tener cualquier longitud adecuada que posibilite que la turbina eólica 100 funcione como se describe en el presente documento. Por ejemplo, las palas de rotor 112 pueden tener una longitud adecuada menor de 30 m o mayor de 120 m. A medida que el viento 114 entra en contacto con la pala de rotor 112, se inducen fuerzas de elevación a la pala de rotor 112 y se induce la rotación del conjunto de eje principal 108 alrededor de un eje de rotación 124 a medida que se acelera la parte de punta 122 de pala de rotor.

[0022] Un ángulo de *pitch* (no mostrado) de las palas de rotor 112, es decir, un ángulo que determina la perspectiva de la pala de rotor 112 con respecto a la dirección del viento 114, se puede cambiar por un conjunto de *pitch* (no mostrado en la FIG. 1). Más específicamente, incrementar un ángulo de *pitch* de la pala de rotor 112 disminuye una cantidad del área de superficie 126 de pala de rotor expuesta al viento 114 y, a la inversa, disminuir un ángulo de *pitch* de la pala de rotor 112 incrementa una cantidad del área de superficie 126 de pala de rotor expuesta al viento 114. Los ángulos de *pitch* de las palas de rotor 112 se ajustan alrededor de un eje de *pitch* 128 en cada pala de rotor 112. En el modo de realización de ejemplo, los ángulos de *pitch* de las palas de rotor 112 se controlan individualmente. Además, la turbina eólica 100 incluye una multiplicadora 130 principal y un generador 132 dentro de la góndola 106. En el modo de realización de ejemplo, el conjunto de eje principal 108 incluye un eje a baja velocidad 134 que se extiende hacia la multiplicadora 130 principal y un eje a alta velocidad 136 que se extiende al generador 132.

[0023] Durante la operación, el viento impacta sobre las palas de rotor 112, que transforman la energía eólica mecánica en un par de rotación mecánico que acciona de forma rotatoria el eje a baja velocidad 134 por el buje 110. El eje a baja velocidad 134 acciona la multiplicadora 130, que posteriormente eleva una baja velocidad de rotación del eje a baja velocidad 134 para accionar el eje a alta velocidad 136 a una velocidad de rotación incrementada. El eje a alta velocidad 136 acciona el generador 132, que, a continuación, genera potencia para transmitirse a una red de suministro eléctrica (no mostrada) a través de un colector de red ("grid bus") 138. Una pluralidad de turbinas eólicas 100 forman un parque eólico 140. Cada una de la pluralidad de turbinas eólicas 100 en el parque eólico 140 está construida de forma similar entre sí, y cada turbina eólica 100 incluye un generador 132 que genera potencia para transmitirse a la red de suministro eléctrica.

[0024] La FIG. 2 es una vista esquemática de un sistema de potencia eléctrica 200 de ejemplo para una turbina eólica 100 (mostrada en la FIG. 1). En el modo de realización de ejemplo, el sistema de potencia eléctrica 200 convierte la energía mecánica de las palas de rotor 112, eje a baja velocidad 134, multiplicadora 130, eje a alta velocidad 136 y generador 132 en energía eléctrica para transmitirse a través del colector de red 138 a la red de suministro (no mostrada) a través de un transformador 202. Las palas de rotor 112 se acoplan mecánicamente con la multiplicadora 130 a través del eje a baja velocidad 134, y la multiplicadora 130 se acopla mecánicamente con el generador 132 a través del eje a alta velocidad 136. El sistema de potencia eléctrica 200 incluye además un controlador 206 acoplado en comunicación de datos electrónicos con el convertidor de potencia 204 para controlar la operación del convertidor de potencia 204. En un modo de realización, el controlador 206 es una parte de una unidad independiente separada del convertidor de potencia 204. En un modo de realización alternativo, el controlador 206 está integrado con el convertidor de potencia 204. En el modo de realización de ejemplo, el generador 132 es un DFIG que incluye un rotor 208 y un estátor 210 acoplado de forma magnética al rotor 208.

[0025] En operación, el eje a alta velocidad 136 acciona de forma rotatoria el rotor 208. Se induce un campo magnético rotatorio dentro del rotor 208 y se induce un voltaje dentro del estátor 210. En el modo de realización de ejemplo, el generador 132 convierte la energía mecánica de rotación en una señal de energía eléctrica de corriente alterna (CA) trifásica sinusoidal en el estátor 210. La potencia eléctrica asociada se transmite al transformador 202 por un colector de estátor 212. El transformador 202 está configurado para elevar la amplitud de voltaje de la potencia eléctrica, y la potencia eléctrica transformada posteriormente se transmite además a una red de suministro eléctrica (no mostrada) por el colector de red 138.

[0026] En la configuración del generador de inducción doblemente alimentado, se proporciona una segunda vía de transmisión de potencia eléctrica. La potencia de CA sinusoidal, trifásica, eléctrica se genera dentro del rotor 208 y se transmite al convertidor de potencia 204 por un colector de rotor 214. El convertidor de potencia 204 incluye componentes adicionales, tales como contactores de línea 216 que se acoplan eléctricamente a cada una de las líneas de potencia individuales (no numeradas) del colector de rotor 214.

[0027] El sistema de potencia eléctrica 200 está configurado además para medir voltajes de rotor en el generador 132. Los voltajes de rotor se pueden registrar de varios modos. En el modo de realización de ejemplo, las mediciones de voltaje de rotor se obtienen usando señales adquiridas por los contactores de línea 216, por ejemplo, y, a continuación, se comunican con el controlador 206 a través de la comunicación de datos electrónicos desde el convertidor de potencia 204, y, a continuación, se usan para análisis. En este modo de realización, existen al menos tres contactores de línea 216 que entran en contacto con cada una de al menos tres líneas de potencia (no numeradas por separado) del colector de rotor 214 y, de este modo, los contactores de línea 216 funcionan como sensores configurados para adquirir datos de las mediciones de voltaje de rotor y comunicar estos datos, por transmisión por cableado directo o bien inalámbrica, a un procesador (no mostrado) del convertidor de potencia

204 o controlador 206, que incluye, sin limitación, una unidad central de procesamiento (CPU) de propósito general, una unidad de procesamiento de gráficos (GPU), un microcontrolador, un procesador de ordenador con conjunto de instrucciones reducido (RISC), un circuito integrado específico de aplicación (ASIC), un circuito de lógica programable (PLC), una matriz de compuerta programable en campo (FPGA), un dispositivo de procesamiento de señal digital (DSP), y/o cualquier otro circuito o procesador que pueda ejecutar las funciones descritas en el presente documento. De forma alternativa, el procesador está localizado de forma remota e incluye un receptor (no mostrado) que puede recibir datos de medición de voltaje adquiridos por los contactores de línea 216.

**[0028]** En otro modo de realización alternativo, se utiliza un sistema de adquisición de datos (DAQ) 218 separado para medir los voltajes de rotor en el generador 132. Cuando se implementa opcionalmente, el DAQ 218 se acopla directamente al colector de rotor 214 a través de una pluralidad de conectores de adquisición 220, que transmiten los voltajes de rotor medidos al DAQ 218, directamente o por transmisores (no mostrados) que pueden transmitir datos de voltaje a los receptores respectivos (no mostrados) dentro del DAQ 218. De forma alternativa, o adicionalmente, el DAQ 218 está configurado para recibir datos de medición de corriente de los sensores 222, directamente o por transmisores (no mostrados) que pueden transmitir datos a los receptores respectivos (no mostrados) dentro del DAQ 218. DAQ incluye además un sistema de alerta 224 que está configurado para procesar los datos de voltaje de rotor medidos y transmitir una alerta a una pantalla 226 en base a los datos procesados, como se analiza más adelante con respecto a las FIGS. 5-9. La alerta puede ser, sin limitación, una luz de advertencia, un valor numérico presentado o un dispositivo visual que represente suficientemente una condición del rotor 208.

**[0029]** Aún en otro modo de realización alternativo, la alerta puede ser una alarma o notificación audible. La pantalla 226 se puede disponer próxima a la localización de la propia turbina 100 (mostrada en la FIG. 1), en una central eléctrica remota (no mostrada) y/o en un dispositivo remoto (tampoco mostrado), tal como un ordenador, ordenador portátil, tableta o dispositivo de mano, programado para recibir y presentar datos de medición de voltaje procesados.

**[0030]** Las capacidades de presentación, procesamiento y medición de voltaje del sistema de potencia eléctrica 200 forman un sistema de detección de fallos 228. Como se muestra en la FIG. 2, el sistema de detección de fallos incluye conectores de adquisición 220 y/o sensores 222, el DAQ 218 y la pantalla 226. De forma alternativa, la detección de fallos 228 está totalmente contenida dentro del convertidor de potencia 204 o controlador 206. En este modo de realización alternativo, los contactores de línea 216 realizan las funciones de los conectores de adquisición 220 y sensores 222, el procesador (no mostrado) del convertidor de potencia 204 o controlador 206 realiza las funciones de adquisición y procesamiento de datos del DAQ 218, y la pantalla 226 se puede disponer de forma local o remota, por acoplamiento directo o inalámbrico.

**[0031]** La FIG. 3 es una vista de ejemplo del generador 132 como se implementa con la turbina eólica 100 (mostrada en la FIG. 1). En el modo de realización de ejemplo, el generador 132 es un DFIG e incluye un anillo en estrella 300 y una pluralidad de devanados de extremo 302 que se extienden circunferencialmente alrededor del rotor 208 (mostrado en la FIG. 2). El anillo en estrella 300 está dispuesto radialmente en el interior del rotor 208 y está acoplado a los devanados de extremo 302. El anillo en estrella 300 típicamente está fabricado de una o más barras de cobre curvadas en una conformación, en general, circular. El anillo en estrella 300 proporciona una conexión neutra flotante o sin conexión a tierra (no numerada y explicada más adelante con respecto a la FIG. 5) para cada una de las fases de los devanados de rotor. En el modo de realización de ejemplo, el rotor 208 es un sistema trifásico. En un modo de realización alternativo, el rotor 208 es un sistema multifásico, configurado para más de tres fases eléctricas. Aunque no se ilustra, el generador 132 típicamente incluye adicionalmente un protector de rodamiento y un ventilador de rotor de generador.

**[0032]** La FIG. 4 ilustra una vista esquemática del rotor 400. El rotor 400 incluye una pluralidad de devanados de extremo 402 conectados a un anillo en estrella 404 que presenta una condición de dos grietas incipientes. Excepto por la condición de dos grietas incipientes, el anillo en estrella 404 es el mismo que el anillo en estrella 300 (mostrado en la FIG. 3). Por lo tanto, el rotor 400 es el mismo que el rotor 208 (mostrado en la FIG. 2), excepto por la condición de dos grietas incipientes. El rotor 400 incluye además los terminales de conexión 406(a), 406(b) y 406(c). Los terminales de conexión 406(a), 406(b) y 406(c) conectan eléctricamente el anillo en estrella 404 a los devanados de extremo 402. En el modo de realización de ejemplo, los terminales de conexión 406 y el anillo en estrella 404 están fabricados ambos de cobre, están soldados entre sí para formar una conexión mecánica fija. De forma alternativa, los terminales de conexión 406 y el anillo en estrella 404 se acoplan entre sí por un procedimiento de fabricación que posibilita la operación del DFIG, es decir, el generador 132 (mostrado en la FIG. 1), como se describe en el presente documento, que incluye, sin limitación, soldar o fundir una fabricación unitaria.

**[0033]** En operación del rotor 400, las juntas soldadas entre los terminales de conexión 406 y el anillo en estrella 404 experimentan deformación inducida sobre las mismas. Por ejemplo, la expansión y contracción térmicas pueden no ser uniformes entre los devanados de extremo 402 del rotor y el anillo en estrella 404, lo que da lugar, de este modo, a tensiones de expansión y contracción desiguales en las juntas individuales del anillo en estrella 404, así como en sus partes de anillo curvadas (no numeradas) entre los terminales de conexión 406. Por ejemplo, sin limitación, con el tiempo, se puede formar una primera grieta 408 en el anillo en estrella 404 cerca del terminal

de conexión 406(c). El rotor 400 típicamente funcionará con solo una única grieta. Con solo una única grieta, es decir, la primera grieta 408, la corriente fluirá a través del anillo en estrella 404 entre los terminales de conexión 406(b) y 406(a), y el anillo en estrella 404 entre los terminales de conexión 406(b) y 406(c). Sin embargo, la primera grieta 408 próxima al terminal de conexión 406(c) impone cargas adicionales sobre los terminales de conexión 406(a) y 406(b), e incrementa las tensiones sobre los mismos, y puede acelerar el desarrollo de una segunda grieta 410. Una vez que la segunda grieta 410 se desarrolla completamente próxima al terminal de conexión 406(b), una fase total del rotor 400, es decir, en el terminal de conexión 406(a), se aísla de un neutro flotante del rotor 400 (explicado más adelante con respecto a la FIG. 5). Se pueden producir arcos entre grietas y afectar de forma indeseable al aislamiento del rotor (no mostrado).

**[0034]** En este modo de realización, se analiza que las grietas se forman cerca de los terminales de conexión. Sin embargo, en general, las primera y segunda grietas 408, 410 en el anillo en estrella 404 se pueden producir en cualquier parte a lo largo del anillo en estrella 404 entre los terminales de conexión 406, e inducir tensiones similares sobre el mismo. Adicionalmente, y como se describe con más detalle a continuación, la segunda grieta 410 es incipiente, es decir, solo se desarrolla parcialmente a través del anillo en estrella 404 antes del aislamiento de fase del neutro flotante, o bien se desarrolla completamente. Los sistemas y procedimientos descritos más adelante pueden monitorizar el anillo en estrella 404 durante la operación, de modo que las grietas incipientes se puedan detectar y monitorizar antes de que se conviertan en grietas completamente desarrolladas.

**[0035]** La FIG. 5 ilustra un esquema de un sistema eléctrico 500 de ejemplo del generador 132, FIGS. 2-3. El sistema eléctrico 500 incluye un circuito de rotor 502, es decir, del rotor 208, FIG. 2, y un circuito de estátor 504, es decir, del estátor 210, FIG. 2. El circuito de rotor 502 incluye una fase de rotor 506(a), una fase de rotor 506(b) y una fase de rotor 506(c) que corresponden a, es decir, se acoplan eléctricamente de forma magnética con, una fase de estátor 508(A), una fase de estátor 508(B) y una fase de estátor 508(C) del circuito de estátor 504, respectivamente. El circuito de rotor 502 incluye además un punto neutro 510 correspondiente a un punto neutro 512 del circuito de estátor 504. El punto neutro 510 es, en este ejemplo, un neutro flotante. El circuito de rotor 502 se acopla eléctricamente al convertidor de potencia 204, FIG. 2, por el colector de rotor 214. De forma similar, el circuito de estátor 504 se acopla eléctricamente al transformador 202, FIG. 2, por el colector de estátor 212.

**[0036]** En operación, la potencia de CA sinusoidal, trifásica, eléctrica se genera dentro del circuito de rotor 502 y se transmite a través del colector de rotor 214. Adicionalmente, se pueden tomar mediciones de voltaje y corriente en la fase de rotor 506(a), 506(b) y 506(c), por ejemplo, por contactores de línea 216 (mostrados en la FIG. 2). A partir de estas mediciones de voltaje y corriente, se utilizan componentes simétricas de secuencia cero, secuencia positiva y secuencia negativa para analizar el sistema de potencia trifásico. Estas componentes simétricas se generan por una transformación lineal compleja de los valores de voltaje y corriente medidos, es decir, el cálculo permite la conversión entre los dominios de componente simétrica y de fase, usando procedimientos que incluyen, sin limitación, algoritmos con transformada de Laplace y Fourier. Como se analiza a continuación con mayor detalle, las componentes de secuencia negativa respectivas de los vectores de voltaje y corriente complejos se usan para otro análisis. Para determinar las componentes de secuencia positiva y la negativa de los voltajes y corrientes del circuito de rotor 502, en las fases de rotor 506(a), 506(b) y 506(c), el vector de voltaje complejo  $\vec{V}_r$  y el vector de corriente complejo  $\vec{I}_r$  se calculan como sigue:

$$\vec{V}_r = V_{ab} + V_{bc} e^{-2\pi/3} + V_{ca} e^{2\pi/3} \quad (\text{Ec. 1})$$

$$\vec{I}_r = I_{ar} + I_{br} e^{-2\pi/3} + I_{cr} e^{2\pi/3} \quad (\text{Ec. 2})$$

donde  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  y  $V_{ca}$  son los voltajes entre líneas medidos entre las fases de rotor 506(a), 506(b) y 506(c), respectivamente, e  $I_{ar}$ ,  $I_{br}$  e  $I_{cr}$  son las corrientes de línea de rotor medidas de las fases de rotor 506(a), 506(b) y 506(c), respectivamente. Adicionalmente, los cálculos anteriores se realizan usando los voltajes entre líneas de las fases de rotor respectivas. Los voltajes entre líneas son convenientes de obtener porque típicamente es conveniente tomar mediciones de voltaje en las fases de rotor 506(a), 506(b) y 506(c) accediendo al colector de rotor 214 en los contactores de línea 216, por ejemplo.

**[0037]** Las FIGS. 6 y 7 ilustran representaciones gráficas que utilizan vectores de voltaje y corriente complejos, respectivamente, de acuerdo con los cálculos anteriores, representados frente a la frecuencia. En un modo de realización de ejemplo, una vez que se obtienen el vector de voltaje complejo y el vector de corriente complejo, se aplica una transformada rápida de Fourier (FFT) a ambos vectores complejos para convertir los datos de voltaje medidos del dominio temporal al dominio de frecuencia. Los resultados de los vectores transformados son valores discretos que se pueden representar frente a la frecuencia, como se analiza a continuación.

**[0038]** En referencia a la FIG. 6, un gráfico de transformación de voltaje 600 incluye un eje y 602 (dirección de altura) que representa la magnitud del vector de voltaje transformado, en unidades de decibelios (dB), y un eje x 604 (dimensión longitudinal) que representa la frecuencia, en unidades de Hertz (Hz). Puesto que se usa una FFT para transformar el vector de voltaje complejo, la escala vertical del eje y 604 representa la potencia relativa, que

se muestra mejor en dB. El gráfico de transformación de voltaje 600 superpone un primer gráfico de voltaje 606 con un segundo gráfico de voltaje 608, representando tanto los primer como segundo gráficos de voltaje 606, 608 la distribución de valores discretos de vectores de voltaje complejos transformados frente a la frecuencia. El primer gráfico 606 representa la distribución de vectores de voltaje complejos transformados generados midiendo los voltajes de fase para el anillo en estrella 404, que muestra una condición de dos grietas incipientes, como se muestra en la FIG. 4. El segundo gráfico de voltaje 608 representa de forma comparable la distribución de valores discretos de vectores de voltaje complejos transformados para el anillo en estrella 300, FIG. 3, que no ha desarrollado ninguna condición de dos grietas incipientes y, por lo tanto, se considera "sano".

**[0039]** En operación, una vez que se obtienen los valores del vector de voltaje complejo transformado para el primer gráfico 606 y segundo gráfico 608, estos valores se normalizan en el espectro para determinar la frecuencia operativa fundamental  $f_1$  del voltaje de rotor. La frecuencia operativa fundamental  $f_1$  se determina como la frecuencia a la que los valores normalizados presentan la componente de magnitud más grande en el espectro de frecuencias. Una vez que se determina la frecuencia operativa fundamental  $f_1$ , se identifica una frecuencia fundamental negativa 610 como la negativa de la frecuencia operativa fundamental  $-f_1$ . A la frecuencia fundamental negativa 610, los vectores de voltaje complejos transformados y normalizados experimentan una magnitud máxima, que también se conoce como componente de secuencia negativa a la frecuencia operativa fundamental. En el ejemplo mostrado en el gráfico de transformación de voltaje 600, la frecuencia fundamental negativa 610 tiene un valor de -16,5 Hz.

**[0040]** Aunque no se muestra, los vectores de voltaje complejos transformados presentarán una componente de secuencia positiva a la frecuencia operativa fundamental de 16,5 Hz. En el modo de realización de ejemplo, el potencial desequilibrio del rotor se predice examinando las componentes de secuencia negativa. Específicamente, una primera magnitud máxima 612 del primer gráfico de voltaje 606 y una segunda magnitud máxima 614 del segundo gráfico 608 se alinean sustancialmente a la frecuencia fundamental negativa 610. La magnitud máxima 612, que corresponde al anillo en estrella 404 (mostrado en la FIG. 4), que tiene una condición de dos grietas incipientes, es sustancialmente más grande que la magnitud máxima 614, que corresponde al anillo en estrella 300 sano (mostrado en la FIG. 3).

**[0041]** En un modo de realización alternativo, una comparación de los voltajes entre fases también puede indicar la probabilidad de una condición de dos grietas en desarrollo, es decir, incipientes, como se muestra en la FIG. 4. De acuerdo con este modo de realización alternativo, una vez que se toman las mediciones de voltaje en las fases de rotor 506(a), 506(b), 506(c), cada uno de los voltajes entre fases  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  y  $V_{ca}$  se transforma individualmente en el dominio de frecuencia sin tener que calcular el vector de voltaje complejo. Una vez transformada, la componente respectiva que presenta la magnitud más baja indicará las dos fases correspondientes que tienen la sección más sana del anillo en estrella entre las mismas, por ejemplo, la parte del anillo en estrella 404 (mostrado en la FIG. 4), entre los terminales de conexión 406(a) y 406(b). Como otro ejemplo, y sin limitación, si la componente transformada con respecto a la frecuencia de  $V_{ab}$  tiene la magnitud más baja de los tres voltajes entre fases transformados con respecto a la frecuencia, existe una mayor probabilidad de que se hayan formado grietas en el anillo en estrella 404 entre las fases de rotor 506(a) y 506(c), y entre las fases de rotor 506(b) y 506(c), que entre las fases de rotor 506(a) y 506(b), como mejor se ve en la FIG. 5. Estas componentes fundamentales de voltaje entre fases transformadas con respecto a la frecuencia también pueden indicar la salud relativa de las secciones individuales, tal como entre terminales de conexión, de un único anillo en estrella con respecto a sus otras secciones.

**[0042]** Este modo de realización alternativo también se puede utilizar conjuntamente con el cálculo del vector de voltaje complejo transformado, descrito anteriormente. Cuando se utilizan conjuntamente, el vector de voltaje complejo transformado es útil para comparar la condición global relativa de un anillo en estrella de una turbina eólica en un parque eólico con la de otro anillo en estrella de una turbina eólica diferente en el mismo parque eólico. Por el contrario, las comparaciones de voltaje entre fases son útiles para evaluar la condición de una fase de un anillo en estrella particular con otras fases del mismo anillo en estrella.

**[0043]** En otro modo de realización alternativo, se obtienen indicadores útiles utilizando la media cuadrática (RMS) de los voltajes entre líneas. Por ejemplo, y de forma similar al ejemplo inmediatamente anterior, cuando el valor RMS de  $V_{ab}$  tiene la magnitud más baja de los tres voltajes entre líneas, existe una mayor probabilidad de que se hayan formado grietas en el anillo en estrella 404, (mostrado en la FIG. 4), entre las fases de rotor 506(a) y 506(c), y también entre las fases de rotor 506(b) y 506(c), que entre las fases de rotor 506(a) y 506(b), como mejor se ve en la FIG. 5. Al igual que con el ejemplo anterior, este modo de realización alternativo también se puede utilizar conjuntamente con los cálculos del vector de voltaje complejo transformado. Mientras que los valores de RMS son indicativos de la localización de un desequilibrio entre las fases de rotor 506, los valores de RMS, por sí mismos, son menos indicativos de información cuantificada, tal como la magnitud de un desequilibrio formado por una grieta incipiente en desarrollo.

**[0044]** Todavía en otro modo de realización alternativo, si se puede obtener convenientemente acceso al punto neutro 510 de rotor, el vector de voltaje de rotor complejo se determina midiendo los voltajes entre línea y neutro

(también conocidos como "entre fase y neutro")  $V_{an}$ ,  $V_{bn}$  y  $V_{cn}$  en lugar de las mediciones entre líneas, descritas anteriormente.

[0045] En referencia ahora a la FIG. 7, un gráfico de transformación de corriente 700 incluye un eje y 702 (dirección de altura) que representa la magnitud del vector de corriente transformado, en unidades de dB, y un eje x 704 (dimensión longitudinal) que representa la frecuencia, en unidades de Hz. De forma similar al gráfico de transformación de voltaje 600, los resultados del vector de corriente complejo transformado de la FFT también se muestran en dB. El gráfico de transformación de corriente 700 superpone un primer gráfico de corriente 706 con un segundo gráfico de corriente 708. El primer gráfico de corriente 706 representa una distribución de valores discretos de vectores de corriente complejos transformados (también en unidades de dB) frente a la frecuencia (de nuevo, en unidades de Hz), para el anillo en estrella 404, que presenta una condición de dos grietas incipientes, como se muestra en la FIG. 4. El segundo gráfico de corriente 708 representa de forma comparable una distribución de valores discretos de vectores de corriente complejos transformados frente a la frecuencia para el anillo en estrella 300 (mostrado en la FIG. 3), que no ha desarrollado ninguna condición de dos grietas incipientes.

[0046] En operación, una vez que se obtienen los valores del vector de corriente complejo transformado para el primer gráfico de corriente 706 y segundo gráfico de corriente 708, estos valores también se normalizan para determinar la frecuencia operativa fundamental  $f_1$  de la corriente de rotor de la misma manera en que la frecuencia operativa fundamental  $f_1$  se determinó para el voltaje de rotor, como se analiza anteriormente. Por lo tanto, una frecuencia fundamental negativa 710 de la corriente de rotor es también -16,5 Hz, como en el modo de realización mostrado con respecto a la FIG. 6. En este modo de realización de ejemplo, una primera magnitud máxima 712 del primer gráfico de corriente 706 y una segunda magnitud máxima 714 del segundo gráfico de corriente 708 se alinean sustancialmente a la frecuencia fundamental negativa 710. Comparando el gráfico de transformación de voltaje 600 con el gráfico de transformación de corriente 700, se puede ver que la frecuencia fundamental negativa 610 es consecuente con la frecuencia fundamental negativa 710 cuando se mide el voltaje o la corriente. Echando un vistazo a la FIG. 7, en particular, el gráfico 700 ilustra que la magnitud máxima 712, que corresponde a una condición de dos grietas incipientes, es sustancialmente similar a la magnitud máxima 714, que corresponde a un anillo en estrella operativo.

[0047] Esta comparación de la FIG. 6 con la FIG. 7 ilustra una clara ventaja de los presentes modos de realización sobre los sistemas convencionales que solo miden las corrientes de rotor. En operación, existe la presunción de que la corriente de rotor está bien controlada en un DFIG, por ejemplo, el generador 132, FIG. 2, por el controlador para DFIG, por ejemplo, el controlador 206 (mostrado en la FIG. 2). Cuando el controlador para DFIG está funcionando apropiadamente, las corrientes de rotor a la frecuencia operativa fundamental se regulan para formar un sistema trifásico sustancialmente equilibrado incluso en presencia de una asimetría física en el rotor. En consecuencia, al examinar las componentes de secuencia negativa de la frecuencia operativa fundamental, la asimetría física de un anillo en estrella agrietado (parcial o completamente) se refleja más claramente a partir de los voltajes de rotor aplicados que en las corrientes de rotor. Un desequilibrio detectado de los voltajes medidos es indicativo de una asimetría física operativa del anillo en estrella, tal como, por ejemplo, de una primera grieta incipiente o completamente desarrollada, o de una condición de dos grietas en desarrollo.

[0048] Las FIGS. 8 y 9 ilustran representaciones gráficas que presentan indicadores de fallo de voltaje y corriente comparativos ( $F_{lv}$  y  $F_{li}$ , respectivamente) entre un anillo en estrella operativo con un anillo en estrella que desarrolla una condición de dos grietas incipientes. En referencia a la FIG. 8 específicamente, el gráfico de barras 800 incluye un eje vertical 802 que representa la magnitud de un indicador de fallo en base a voltajes medidos, y un eje horizontal 804 que representa cuál de una pluralidad de turbinas eólicas individuales (por ejemplo, el parque eólico 140, FIG. 1), WT1, WT2, etc. se mide. En este modo de realización de ejemplo, el gráfico de barras 800 representa datos visuales representados en una pantalla de visualización física (por ejemplo, la pantalla 226, FIG. 2) de un primer indicador de fallo de voltaje 806 y un segundo indicador de fallo de voltaje 808. El primer indicador de fallo de voltaje 806 indica la asimetría física de un generador de turbina eólica WT1 que tiene un anillo en estrella, por ejemplo, el anillo en estrella 404 (mostrado en la FIG. 4), que presenta una condición de dos grietas incipientes. El segundo indicador de fallo de voltaje 808 indica la asimetría física relativa de un generador de turbina eólica WT2 y un anillo en estrella, por ejemplo, el anillo en estrella 300 (mostrado en la FIG. 3), sin una condición de dos grietas incipientes. Una comparación del primer indicador de fallo de voltaje 806 con el segundo indicador de fallo de voltaje 808 indica que una condición de dos grietas incipientes está presente para el anillo en estrella 404, y no está presente para el anillo en estrella 300.

[0049] Los primer y segundo indicadores de fallo de voltaje 806, 808 se relacionan en magnitud con los valores normalizados respectivos de las magnitudes máximas 612, 614, como se muestra en la FIG. 6, que son las componentes de secuencia negativa identificadas de los voltajes transformados. Es decir, los valores respectivos del indicador de fallo 806, 808 se asignan en base al menos en parte a la transformada de Fourier de los voltajes medidos en cada fase del anillo en estrella, por ejemplo, el anillo en estrella 300, FIG. 3, anillo en estrella 404, FIG. 4. Las componentes de secuencia negativa de los vectores de voltaje de rotor complejos transformados (mostrados en la FIG. 6) se normalizan, en primer lugar, y, de este modo, se convierten en valores de indicadores de fallo numéricos discretos (mostrados en la FIG. 8) para predecir con mayor exactitud la probabilidad de daño en un anillo en estrella (tal como el de una condición de dos grietas incipientes). Un valor numérico más grande para un

indicador de fallo indicará una mayor probabilidad de que el anillo en estrella esté dañado. El valor "cero" en el eje vertical 802 se puede establecer por un número de compensación arbitrario con propósitos ilustrativos. En un modo de realización de ejemplo, el valor cero del eje vertical 802 se establece en un valor de referencia de un nuevo rotor y anillo en estrella medidos en la primera operación.

**[0050]** En operación, un controlador para DFIG, por ejemplo, el controlador 206 (mostrado en la FIG. 2), está programado para monitorizar los voltajes de rotor, por ejemplo, de los contactores de línea 216, y calcular vectores de voltaje y corriente complejos, componentes de secuencia negativa e indicadores de fallo discretos, como se describe anteriormente, de acuerdo con un modo de realización de ejemplo. En un modo de realización alternativo, un circuito de adquisición de datos separado, por ejemplo, DAQ 218 (mostrado en la FIG. 2), está programado para monitorizar los mismos voltajes de rotor, por ejemplo, desde los conectores de adquisición 220, y realizar los mismos cálculos. Aún en otro modo de realización alternativo, se pueden realizar cálculos similares por dispositivos separados o integrados, incluyendo, sin limitación, una unidad central de procesamiento (CPU) de propósito general, una unidad de procesamiento de gráficos (GPU), un microcontrolador, un procesador de ordenador con conjunto de instrucciones reducido (RISC), un circuito integrado específico de aplicación (ASIC), un circuito de lógica programable (PLC), y/o cualquier otro circuito o procesador que pueda ejecutar las funciones descritas en el presente documento que pueda recibir datos adquiridos por sensores acoplados eléctricamente a fases de rotor, por ejemplo, las fases de rotor 506 (mostradas en la FIG. 5), o a un colector de rotor, por ejemplo, el colector de rotor 214 (mostrado en la FIG. 2).

**[0051]** Una vez que se calculan los indicadores de fallo respectivos para una turbina eólica particular, los indicadores de fallo se pueden transmitir y presentar como una alerta en la localización de la propia turbina, en una central eléctrica remota y/o en un dispositivo remoto, tal como un ordenador, ordenador portátil, tableta o dispositivo de mano, programado para recibir y presentar datos de indicadores de fallo. En un aspecto del modo de realización, la alerta es una alarma activada en el dispositivo de visualización respectivo, por ejemplo, la pantalla 226 (mostrada en la FIG. 2) cuando un indicador de fallo excede un valor umbral. Como se analiza anteriormente con respecto a la FIG. 2, la alerta puede ser, sin limitación, una luz de advertencia, un valor numérico presentado o un dispositivo visual que presente suficientemente la magnitud relativa del indicador de fallo respectivo. Aún en otro modo de realización alternativo, la alerta puede ser una alarma o notificación audible.

**[0052]** En un modo de realización alternativo, es decir, para el parque eólico 140 (mostrado en la FIG. 1) que contiene una pluralidad de turbinas eólicas individuales, por ejemplo, la turbina eólica 100 (mostrada en la FIG. 1), el sistema de alerta, por ejemplo, el sistema de alerta 224 (mostrado en la FIG. 2), está configurado para presentar, es decir, en la pantalla 226 (mostrada en la FIG. 2) los indicadores de fallo respectivos para turbinas 100 individuales en orden secuencial, de acuerdo con la magnitud de los indicadores de fallo individuales. Las turbinas 100 individuales que presentan los indicadores de fallo con mayor magnitud se considerarán las que tengan la probabilidad más alta de daño en el anillo en estrella y, por tanto, las que más necesiten mantenimiento, en comparación con otras de la pluralidad de turbinas eólicas. De acuerdo con otra operación alternativa, un cambio en la magnitud de un indicador de fallo particular se monitoriza con respecto al tiempo, y un incremento significativo en la magnitud del indicador de fallo monitorizado durante un corto periodo de tiempo indicará una alta probabilidad de una grieta que se desarrolla en el anillo en estrella respectivo.

**[0053]** En referencia ahora a la FIG. 9, el gráfico de barras 900 incluye un eje vertical 902 que representa la magnitud de un indicador de fallo de impedancia (FIi), y un eje horizontal 904 que representa cuál de una pluralidad de turbinas eólicas individuales, por ejemplo, WT1, WT2, etc., está representada. En este modo de realización de ejemplo, el gráfico de barras 900 representa datos visuales representados en una pantalla de visualización física (no mostrada) de un primer indicador de fallo de impedancia 906 y un segundo indicador de fallo de impedancia 908. El primer indicador de fallo de impedancia 906 indica la asimetría de un generador de turbina eólica WT1 que tiene un anillo en estrella, por ejemplo, el anillo en estrella 404 (mostrado en la FIG. 4), que presenta una condición de dos grietas incipientes. El segundo indicador de fallo de impedancia 908 indica la asimetría de un generador de turbina eólica WT2 y un anillo en estrella, por ejemplo, el anillo en estrella 300 (mostrado en la FIG. 3), sin una condición de dos grietas incipientes. En operación, aunque existe la presunción de que la corriente de rotor está bien controlada en un DFIG, en realidad, esta presunción no siempre es correcta. Sin embargo, las mediciones de corriente de un DFIG pueden proporcionar información útil como complemento a los cálculos de voltaje descritos anteriormente.

**[0054]** Por ejemplo, en el caso de que la corriente de rotor de la turbina no esté suficientemente bien controlada, la proporción del voltaje de secuencia negativa de rotor, por ejemplo, las magnitudes máximas 612, 614 (mostradas en la FIG. 6), y la corriente de secuencia negativa de rotor, por ejemplo, las magnitudes máximas 712, 714 (mostradas en la FIG. 7), respectivamente, a la frecuencia fundamental negativa 610, 710 se calculan para determinar los valores de impedancia de secuencia negativa respectivos, usándose sus magnitudes para determinar el primer indicador de fallo de impedancia 906 y el segundo indicador de fallo de impedancia 908, respectivamente. De forma similar al caso con los indicadores de fallo de voltaje FIv, un valor numérico más grande para un indicador de fallo de impedancia FIi también indicará una mayor probabilidad de que el anillo en estrella presente una asimetría en el circuito de rotor que proceda de un anillo en estrella defectuoso, tal como una condición de dos grietas incipientes.

**[0055]** La FIG. 10 es un diagrama de flujo de un procedimiento 1000 para determinar los indicadores de fallo 806, 808, mostrados en la FIG. 8, y 906, 908, mostrados en la FIG. 9, del sistema de potencia eléctrica 200, mostrado en la FIG. 2. El procedimiento 1000 comienza en la etapa 1002. En la etapa 1002, la potencia eléctrica se genera por el DFIG 132, mostrado en la FIG. 1. Una vez que el DFIG 132 está operativo, el procedimiento 1000 procede a la etapa 1004.

**[0056]** La etapa 1004 es una etapa de recogida de datos. En la etapa 1004, el controlador 206 o DAQ 218 mide los voltajes de rotor para cada fase, es decir, entre fases, entre fase y neutro, etc., del anillo en estrella particular que se está monitorizando, por ejemplo, anillo en estrella 300, mostrado en la FIG. 3, o anillo en estrella 404, mostrado en la FIG. 4, y, a continuación, procede a la etapa 1006. La etapa 1006 es una etapa de cálculo. En la etapa 1006, el procedimiento 1000 calcula el vector de voltaje complejo  $\bar{V}_r$  (véase la ec. 1, anteriormente), y, a continuación, procede a la etapa 1008, que es otra etapa de cálculo. En la etapa 1008, el procedimiento 1000 realiza una FFT sobre el vector de voltaje complejo  $\bar{V}_r$  calculado para convertir los datos medidos en el dominio de frecuencia.

**[0057]** Una vez que el vector de voltaje complejo  $\bar{V}_r$  calculado se transforma en el dominio de frecuencia, el procedimiento 1000 procede a la etapa 1010, donde se determina la frecuencia operativa fundamental  $f_i$  de rotor. La frecuencia operativa fundamental  $f_i$  de rotor se puede determinar identificando la frecuencia a la que se produce la magnitud máxima del vector de voltaje complejo  $\bar{V}_r$  transformado. Una vez que se determina la frecuencia operativa fundamental  $f_i$  de rotor, el procedimiento 1000 procede a la etapa 1012, que es otra etapa de cálculo. En la etapa 1012, todo el espectro de frecuencias medido se normalizó a la frecuencia operativa fundamental  $f_i$  para cancelar unidades de voltaje y, por tanto, poder analizar los valores de datos medidos y convertidos simplemente como magnitudes logarítmicas.

**[0058]** Una vez que el espectro de datos se normaliza a la frecuencia operativa fundamental  $f_i$ , el procedimiento 1000 procede a la etapa 1014, donde se identifica esta componente de secuencia negativa a la frecuencia operativa fundamental del voltaje de rotor normalizado. Esta etapa también se denomina determinación de la magnitud máxima, por ejemplo, la magnitud máxima 612 o 614, del vector de voltaje complejo  $\bar{V}_r$  transformado, normalizado a la frecuencia fundamental negativa 610.

**[0059]** La componente de secuencia negativa identificada en la etapa 1014 se puede implementar directamente como el indicador de fallo de voltaje Flv y, por tanto, el procedimiento 1000 puede omitir la etapa 1016 y proceder directamente a la etapa 1018, donde el indicador de fallo de voltaje Flv se presenta directamente, por ejemplo, en la pantalla 226, que se muestra en la FIG. 2, como un valor cuantificable discreto. En un modo de realización alternativo, el procedimiento 1000 procede desde la etapa 1014 a la etapa 1016 opcional, donde se añade un valor de compensación de referencia a la componente de secuencia negativa logarítmica identificada en la etapa 1014. El valor de compensación de referencia se puede determinar ejecutando el procedimiento 1000 frente a una turbina y rotor nuevos que se sabe que están sanos. En otra alternativa, el valor de compensación de referencia se puede establecer de acuerdo con la operación y medición iniciales de la turbina y DFIG que ahora se mide con propósitos de comparación. Una vez que el valor de compensación de referencia se añade a la componente de secuencia negativa logarítmica normalizada, el procedimiento 1000 procederá a la etapa final 1018, donde el valor de compensación de la componente de secuencia negativa se presenta frente a su valor de referencia.

**[0060]** En un modo de realización alternativo, el subprocedimiento 1020 opcional ejecuta simultáneamente el procedimiento 1000 principal y proporciona mediciones e información de datos complementarias. En referencia de nuevo a la etapa 1004, el procedimiento 1000 procede a la etapa 1022 opcional, además de la etapa 1006. La etapa 1022 opcional es una etapa de cálculo. En la etapa 1022, los valores de RMS se calculan a partir de los voltajes medidos en la etapa 1004, y, a continuación, el procedimiento 1000 procede a la etapa 1024. La etapa 1024 también es una etapa de cálculo. En la etapa 1024, se calculan los valores de RMS respectivos para cada fase, como se describe anteriormente, y, a continuación, se combinan con el valor de compensación de la componente de secuencia negativa determinado en la etapa 1016. En otras palabras, cuando el valor de compensación determinado en la etapa 1016 es indicativo de una asimetría de una grieta o dos grietas incipientes que se desarrolla en el anillo en estrella, por ejemplo, el anillo en estrella 404, estos datos de la etapa 1016 se combinan con los datos de la etapa 1024 para determinar la localización de la localización del problema de la asimetría detectada.

**[0061]** El procedimiento 1000 procede, a continuación, a la etapa 1026, donde la información combinada de la etapa 1024 se puede presentar como la localización probable de una asimetría reflejada por la pantalla del indicador de fallo de voltaje Flv. Al presentar ambas informaciones conjuntamente, un equipo de reparación, por ejemplo, puede acelerar significativamente el procedimiento de reparación de un anillo en estrella en deterioro, ahorrando, de este modo, tiempo y recursos financieros.

**[0062]** En otro modo de realización alternativo, el subprocedimiento 1028 opcional también, o de forma alternativa, ejecuta simultáneamente el procedimiento 1000 principal, y proporciona otras mediciones e información

de datos complementarias. En referencia de nuevo a la etapa 1002, el procedimiento 1000 procede a la etapa 1030 opcional, además de la etapa 1004. La etapa 1030 opcional es una etapa de cálculo muy similar a la etapa de cálculo 1004. En la etapa 1030, por ejemplo, el controlador 206 o DAQ 218 mide las corrientes de rotor para cada fase. De hecho, las etapas de 1030 a 1040 del subprocedimiento 1028 opcional son casi idénticas a las etapas de 1004 a 1014 obligatorias, excepto en que cada una de estas etapas del subprocedimiento 1028 opcional realiza los mismos cálculos que su contraparte obligatoria excepto solo en datos de corriente, a diferencia de los datos de voltaje.

**[0063]** Específicamente, el subprocedimiento 1028 opcional procede, para medir las corrientes de rotor en la etapa 1030, a calcular el vector de corriente complejo en la etapa 1032 a partir de las corrientes de rotor medidas, realizar una FFT en el vector de corriente complejo  $\vec{I}_r$  en la etapa 1034, determinar la frecuencia operativa fundamental  $f$  de rotor en la etapa 1036, normalizar los valores del vector de corriente medidos en el espectro de frecuencias para eliminar unidades de corriente en la etapa 1038, y encontrar la componente de secuencia negativa a la frecuencia operativa fundamental de la corriente de rotor normalizada en la etapa 1040.

**[0064]** El subprocedimiento 1028 opcional se desvía ligeramente, a continuación, de la parte obligatoria del procedimiento 1000 al proceder a la etapa 1042. La etapa 1042 es una etapa de cálculo, donde se calcula la impedancia de secuencia negativa. En un modo de realización de ejemplo de la etapa 1042, la impedancia de secuencia negativa se calcula como una proporción de las componentes de secuencia negativa del voltaje de rotor normalizado y la corriente de rotor normalizada a la frecuencia operativa fundamental  $f_r$ . En un modo de realización alternativo de la etapa 1042, la impedancia de secuencia negativa se calcula simplemente restando las componentes de secuencia negativa respectivas de la corriente de rotor normalizada, en dB, del voltaje de rotor normalizado, también en dB, puesto que las unidades en voltios y amperios se excluyen del procedimiento de normalización. Una vez que se calcula así la impedancia de secuencia negativa, de acuerdo con cualquiera de los modos de realización, el procedimiento 1000 procede a la etapa 1044, donde se presenta el indicador de fallo de impedancia  $Flz$ . Como se analiza anteriormente, este indicador de fallo adicional puede ser útil para determinar si, por ejemplo, el controlador 26 no está manteniendo adecuadamente la corriente de DFIG dentro de los estrechos parámetros operativos esperados.

**[0065]** En los modos de realización de ejemplo descritos en el presente documento, las componentes de secuencia negativa se calculan a frecuencias fundamentales negativas. Sin embargo, de forma alternativa, se pueden realizar análisis similares utilizando otras frecuencias que se excitan a través de la operación del DFIG, dependiendo del ancho de banda del controlador usado con el DFIG. En operación, un suficiente ancho de banda de controlador permite que el convertidor, por ejemplo, el convertidor de potencia 204 (mostrado en la FIG. 2), utilice su frecuencia de conmutación para calcular los vectores de voltaje y corriente complejos. Para analizar las mediciones de voltaje y corriente a la frecuencia de conmutación, se implementa una mayor frecuencia de muestreo de controlador. Se pueden obtener un mayor ancho de banda y frecuencias de muestreo por adición de un sistema de adquisición de datos (por ejemplo, DAQ 218 opcional, mostrado en la FIG. 2). Al igual que con los modos de realización descritos anteriormente, el análisis del voltaje de rotor fundamental en este modo de realización alternativo también se puede llevar a cabo utilizando señales de consigna generadas por *software* instalado en el controlador, un sistema de adquisición de datos separado o un dispositivo informático que pueda recibir mediciones de sensor de voltaje y corriente pertinentes.

**[0066]** De acuerdo con los modos de realización presentados en el presente documento, ya sea utilizando el controlador del sistema, un sistema de adquisición de datos separado o un ordenador, las mediciones de voltaje y corriente se obtienen de señales operativas normales, y mientras la turbina eólica y su generador están completamente en línea y produciendo operativamente potencia eléctrica para la red de suministro. Los presentes sistemas y procedimientos no pueden diagnosticar un fallo en desarrollo en el anillo en estrella del rotor sin tener que llevar, en primer lugar, la turbina eólica fuera de línea y dejarla fuera de servicio (lo que típicamente requiere el desmantelamiento del generador), y, a continuación, sin tener que inyectar una señal de diagnóstico separada en el sistema (lo que *hardware* adicional), como es convencionalmente conocido. Los procedimientos de diagnóstico de anillo en estrella convencionales no se realizan mientras el DFIG está generando potencia para la red de suministro.

**[0067]** Los sistemas y procedimientos descritos en el presente documento permiten la identificación temprana de un defecto del anillo en estrella del rotor de un DFIG en una fase incipiente. A través de dicha identificación, se puede enviar una advertencia temprana de daño potencial en el anillo en estrella, que se puede utilizar para prevenir una condición de circuito abierto de otro modo inesperada en el circuito de rotor del generador. Dicha intervención temprana reduce los costes de reparación del generador y también evita una interrupción prolongada de la turbina eólica y los costes de mantenimiento y reparación incrementados. Al aplicarse a un parque eólico que incluye una pluralidad de turbinas eólicas, las ventajas de la advertencia temprana de los presentes modos de realización posibilitan de forma ventajosa que un equipo de reparación/mantenimiento priorice las reparaciones de grietas en el anillo en estrella de turbinas individuales en un orden deseado, de acuerdo con el que los rotores respectivos presentan indicadores de fallo que tienen la mayor magnitud.

**[0068]** Los modos de realización de ejemplo de detección de grietas en el anillo en estrella en un generador de turbina eólica y una instalación de generación de potencia eléctrica, y un sistema y procedimientos para la detección de las mismas, se describen anteriormente en detalle. Los procedimientos, instalaciones, sistemas y aparatos no se limitan a los modos de realización específicos descritos en el presente documento, sino que los componentes de las instalaciones, sistemas y aparatos y/o etapas de los procedimientos se pueden utilizar independientemente y por separado de otros componentes y/o etapas descritos en el presente documento. Por ejemplo, también se pueden usar el sistema y procedimientos de ejemplo en combinación con otros aparatos y procedimientos de conversión de potencia que utilizan un DFIG, y no se limitan a la práctica con solo los sistemas de potencia eléctrica como se describe en el presente documento. Más bien, el modo de realización de ejemplo se puede implementar y utilizar en conexión con muchas otras aplicaciones de conversión de potencia eléctrica de DFIG.

**[0069]** Los sensores integrados descritos anteriormente y sistemas de detección asociados facilitan la operación prolongada en entornos hostiles. Específicamente, la integración de una parte significativa de los componentes del sistema de detección en componentes a alta temperatura y rotatorios durante la fabricación de dichos componentes reduce la cantidad de tiempo y recursos invertidos en la preparación de los componentes a alta temperatura y rotatorios para su inserción en la turbomáquina respectiva después de que se fabriquen. Además, específicamente, los sensores integrados y sistemas de detección asociados descritos en el presente documento incluyen materiales de sustrato y materiales dieléctricos integrados como parte de los sensores, de modo que los sensores se puedan situar en componentes, o partes de componente, que no tengan suficiente sustrato y materiales dieléctricos para aceptar sensores conocidos. Dicha integración de los sensores con los componentes incluye añadir los materiales de sustrato y/o dieléctricos necesarios a los sensores como características del dispositivo de detección para facilitar la colocación de los sensores en regiones que de otro modo frustrarían el uso de dichos sensores en los mismos. Por lo tanto, dicha integración de los sensores y componentes facilita la colocación de los sensores en las posiciones más apropiadas y deseadas en los componentes. Además, dicha integración de los sensores y componentes a alta temperatura y rotatorios incrementarán los obstáculos para las entidades que no sean OEM (fabricantes de equipos originales) en cuanto a intento de duplicación.

**[0070]** Un efecto técnico de ejemplo de los sistemas y aparatos descritos en el presente documento incluye al menos uno de: (a) integrar dispositivos de sistemas de detección en componentes durante la fabricación de dichos componentes, reduciendo, de este modo, la cantidad de tiempo y recursos invertidos en la preparación de los componentes para su inserción en las turbomáquinas respectivas después de que se fabriquen; (b) facilitar la colocación de los componentes de sensor en las posiciones más apropiadas y deseadas en los componentes a alta temperatura y rotatorios; (c) situar sensores en entornos hostiles que no tengan características de chips delicados, lo que facilita, de este modo, dispositivos de detección más robustos; (d) proporcionar sensores que se incluyan dentro de los componentes asociados durante la fabricación y no se fijen a sus componentes asociados posteriormente a la fabricación de esos componentes, lo que facilita, de este modo, una detección más sólida; y (e) facilitar la operación pasiva de un sensor de máquina en un entorno inalámbrico.

**[0071]** Aunque las características específicas de diversos modos de realización de la invención se pueden mostrar en algunos dibujos y no en otros, esto solo es por conveniencia.

**[0072]** Algunos modos de realización implican el uso de uno o más dispositivos electrónicos o informáticos. Dichos dispositivos típicamente incluyen un procesador o controlador, tal como una unidad central de procesamiento (CPU) de propósito general, una unidad de procesamiento de gráficos (GPU), un microcontrolador, un procesador de ordenador con conjunto de instrucciones reducido (RISC), circuito integrado específico de aplicación (ASIC), un circuito de lógica programable (PLC), una matriz de compuerta programable en campo (FPGA), un dispositivo de procesamiento de señal digital (DSP) y/o cualquier otro circuito o procesador que pueda ejecutar las funciones descritas en el presente documento. Los procedimientos descritos en el presente documento se pueden codificar como instrucciones ejecutables realizadas en un medio legible por ordenador, incluyendo, sin limitación, un dispositivo de almacenamiento y/o un dispositivo de memoria. Dichas instrucciones, cuando se ejecutan por un procesador, provocan que el procesador realice al menos una parte de los procedimientos descritos en el presente documento. Los ejemplos anteriores solo son de ejemplo y, por tanto, no se pretende que limiten de ningún modo la definición y/o significado del término procesador.

**REIVINDICACIONES**

- 5 1. Un sistema de detección de fallos (228) para un anillo en estrella (300) de un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) (132) de una turbina eólica (100), el anillo en estrella (300) configurado para al menos tres fases eléctricas (506), comprendiendo dicho sistema de detección de fallos (228):

un sistema de adquisición de datos (218) que comprende sensores, **caracterizado por que**

10 dicho sistema de adquisición de datos comprende al menos tres sensores (220), cada sensor (220) de dichos al menos tres sensores (220) configurado para acoplarse eléctricamente con y medir un voltaje respectivo de cada fase (506) de las al menos tres fases eléctricas (506) del anillo en estrella (300); y

comprendiendo el sistema de detección de fallos (228):

15 un sistema de alerta (224) acoplado a dicho sistema de adquisición de datos (218), dicho sistema de alerta (224) configurado para aplicar una transformada de Fourier a los voltajes medidos respectivos de cada fase (506) de las al menos tres fases eléctricas (506) del anillo en estrella (300), el sistema de alerta (224) configurado además para proporcionar una indicación de una condición del anillo en estrella (300) en base a los voltajes medidos transformados.
- 20 2. El sistema de detección de fallos (228) de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende además un convertidor de potencia (204), en el que dicho convertidor de potencia (204) comprende dicho sistema de adquisición de datos (218).
- 25 3. El sistema de detección de fallos (228) de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el que dichos al menos tres sensores (220) están localizados de forma remota con respecto a dicho sistema de adquisición de datos (218), y en el que dichos al menos tres sensores (220) están configurados para transmitir de forma inalámbrica los voltajes medidos respectivos a dicho sistema de alerta (224).
- 30 4. El sistema de detección de fallos (228) de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el que dicho sistema de alerta (224) está configurado para aplicar la transformada de Fourier en base a comparaciones entre líneas de los voltajes medidos respectivos de cada fase (506) de al menos tres fases eléctricas (506).
- 35 5. El sistema de detección de fallos (228) de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el que dicho sistema de alerta (224) está configurado además para aplicar la transformada de Fourier a un vector de voltaje complejo de las comparaciones entre líneas de los voltajes medidos respectivos.
- 40 6. El sistema de detección de fallos (228) de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el que dicho sistema de alerta (224) está configurado además para aplicar una determinación de la media cuadrática (RMS) a las comparaciones entre líneas.
- 45 7. El sistema de detección de fallos (228) de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el que el anillo en estrella (300) incluye además un neutro flotante (510), en el que dicho sistema de alerta (224) está configurado además para aplicar la transformada de Fourier en base a comparaciones entre línea y neutro de los voltajes medidos respectivos de cada fase (506) de las al menos tres fases eléctricas (506) del anillo en estrella (300).
- 50 8. El sistema de detección de fallos (228) de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el que dicho sistema de alerta (224) está configurado además para transmitir la indicación de la condición del anillo en estrella (300) a un dispositivo de visualización remoto (226).
- 55 9. Un parque eólico (140) que comprende:

una pluralidad de turbinas eólicas (100), comprendiendo cada turbina eólica (100) de dicha pluralidad de turbinas eólicas (100) un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) (132), comprendiendo de este modo dicha pluralidad de turbinas eólicas (100) una pluralidad de DFIG (132), comprendiendo cada dicho DFIG (132) de dicha pluralidad de DFIG (132) un anillo en estrella (300) respectivo configurado para al menos tres fases eléctricas (506), al menos un DFIG (132) de dicha pluralidad de DFIG (132) acoplado eléctricamente a una red de suministro, teniendo cada fase (506) de las al menos tres fases eléctricas (506) para dicho al menos un DFIG (132) un voltaje medible; y

60 un sistema de detección de fallos (228) para cada turbina eólica (100) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 - 8, en el que el sistema de alerta (224) del sistema de detección de fallos está configurado además para presentar un indicador respectivo para cada DFIG (132), indicando cada indicador respectivo una condición mecánica de cada uno de dichos anillos en estrella (300) respectivos.

65

10. El parque eólico (140) de acuerdo con la reivindicación 9, en el que dicho sistema de alerta (224) está configurado además para presentar los indicadores respectivos para cada DFIG (132) en un orden secuencial en base a los valores de las componentes de voltaje fundamental calculadas respectivas.
- 5 11. El parque eólico (140) de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 9 - 10, en el que dicho sistema de alerta está configurado además para aplicar la transformada de Fourier a un vector de voltaje complejo de las comparaciones entre líneas de los voltajes medidos respectivos y para comparar una indicación de la condición de un anillo en estrella de una turbina eólica (100) de dicha pluralidad de turbinas eólicas (100) con otro anillo en estrella de otra turbina eólica (100) de dicha pluralidad de turbinas eólicas (100).



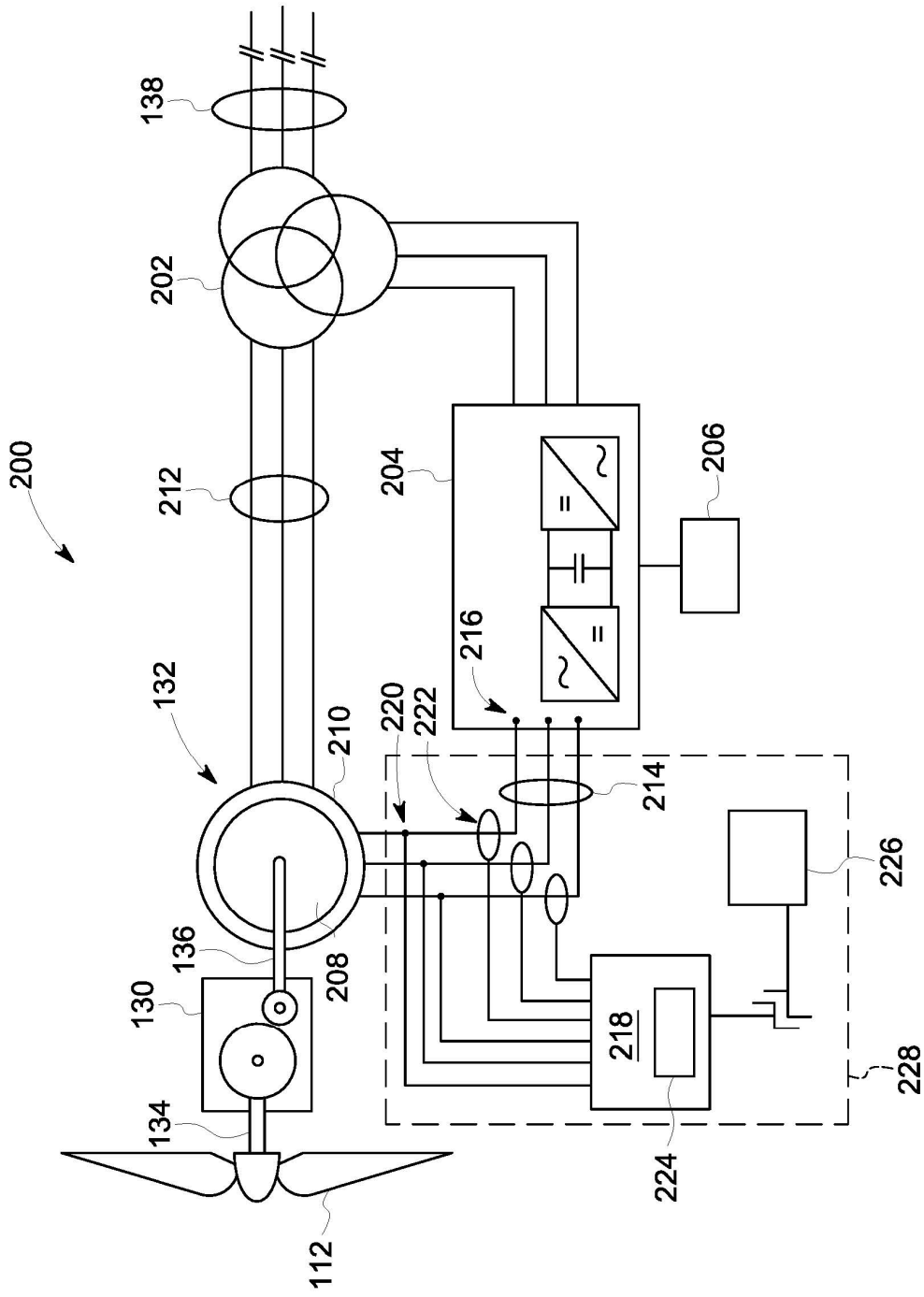


FIG. 2

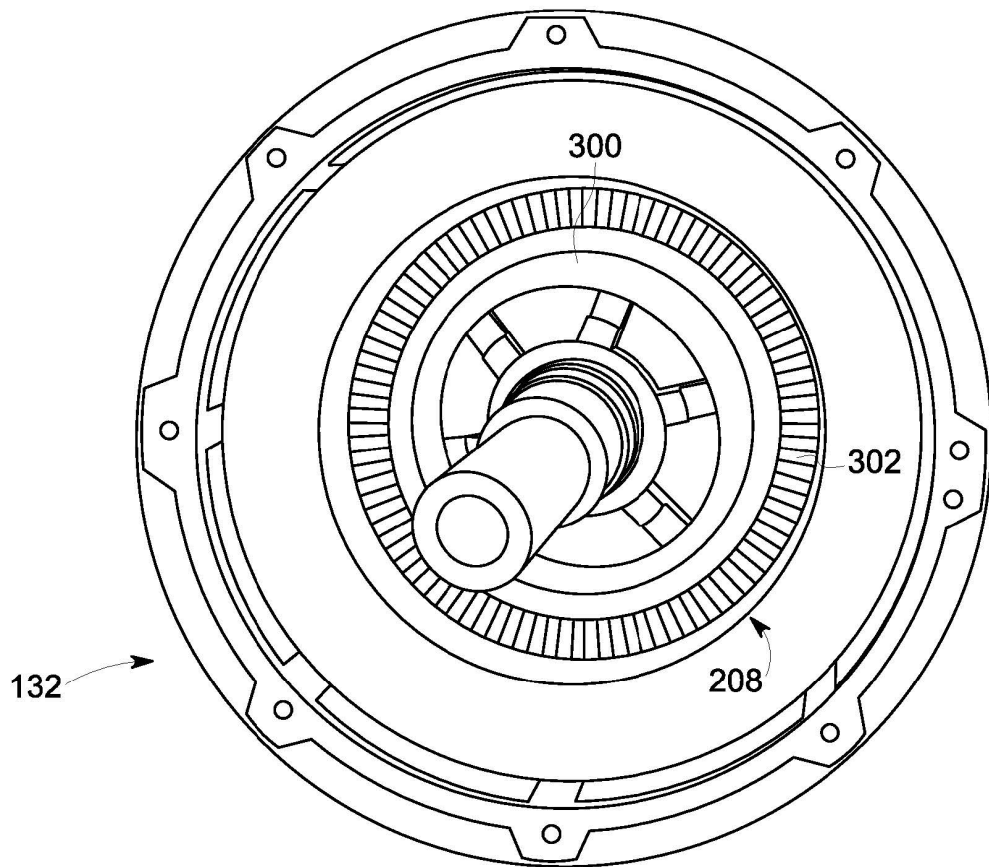


FIG. 3

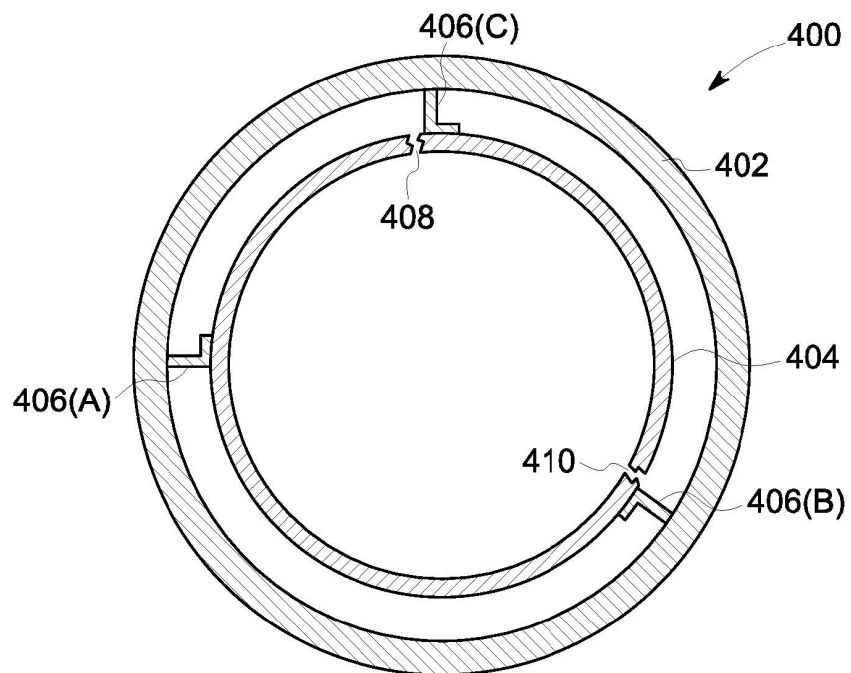


FIG. 4

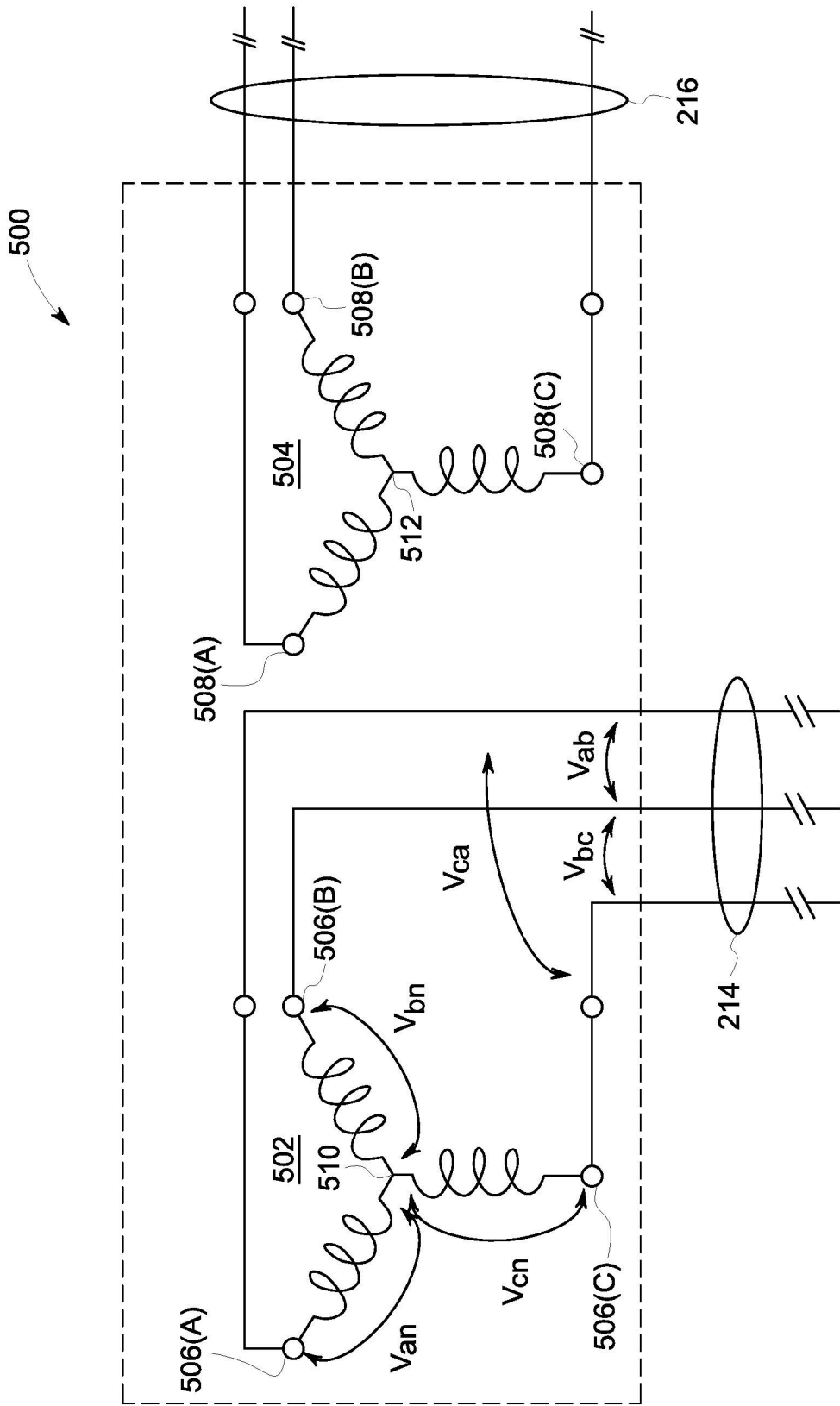


FIG. 5

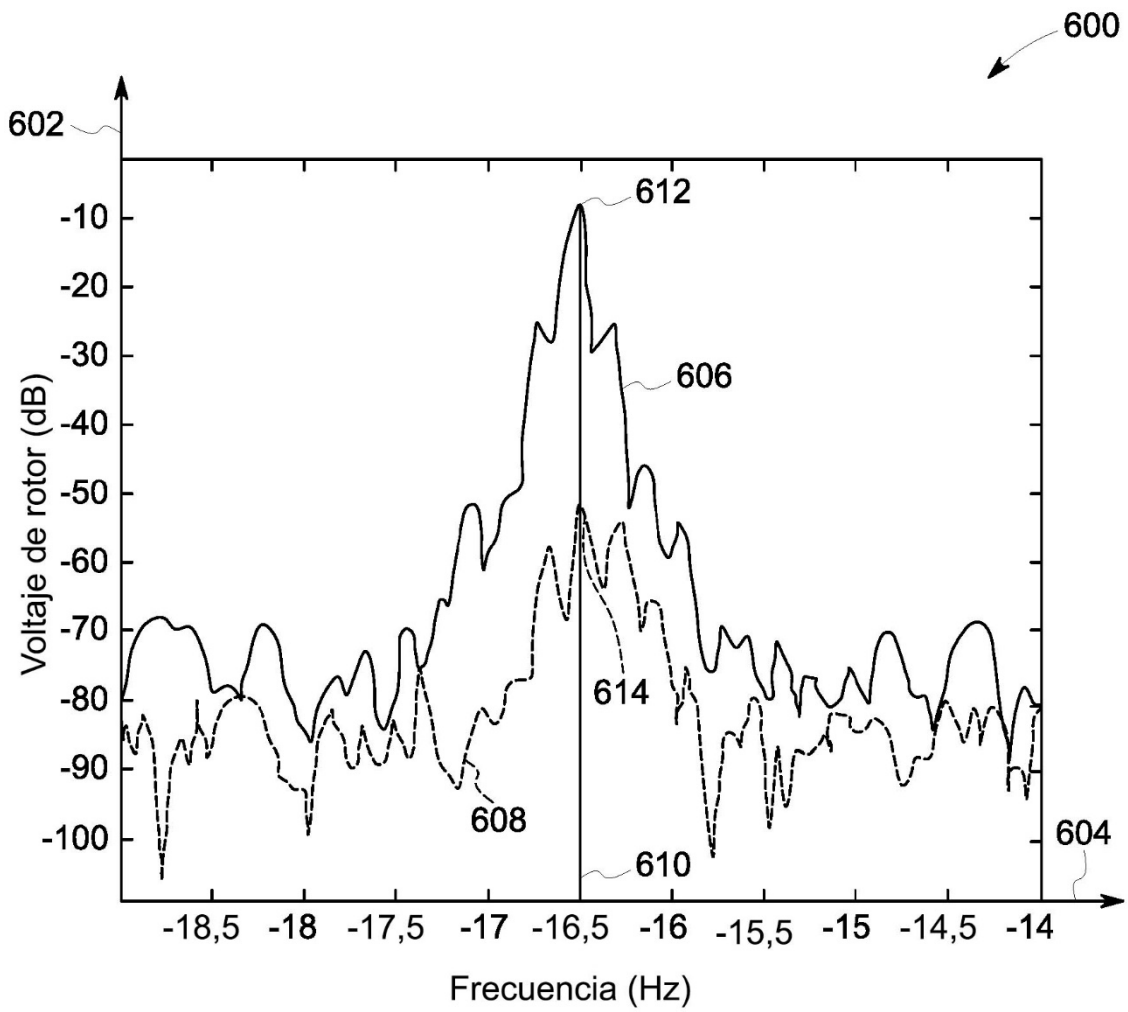


FIG. 6

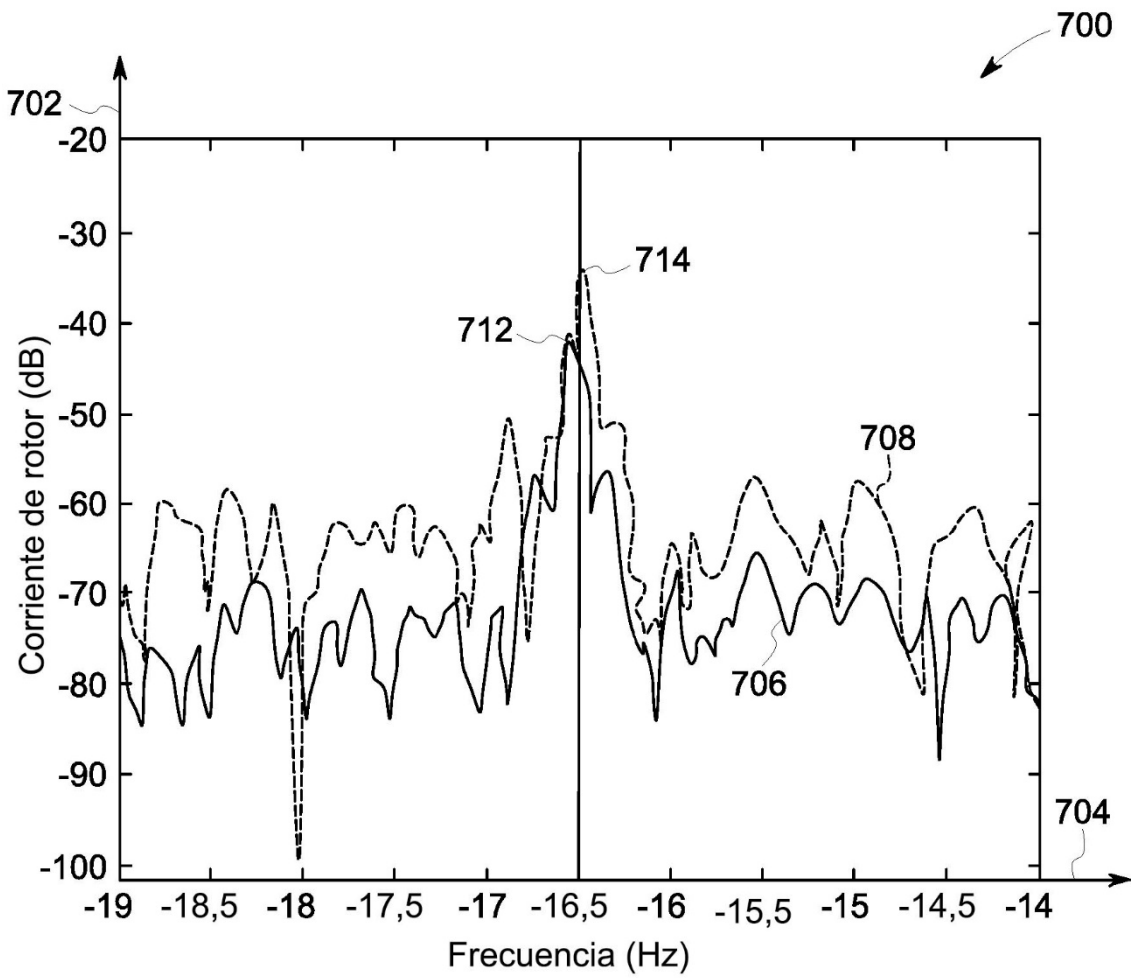


FIG. 7

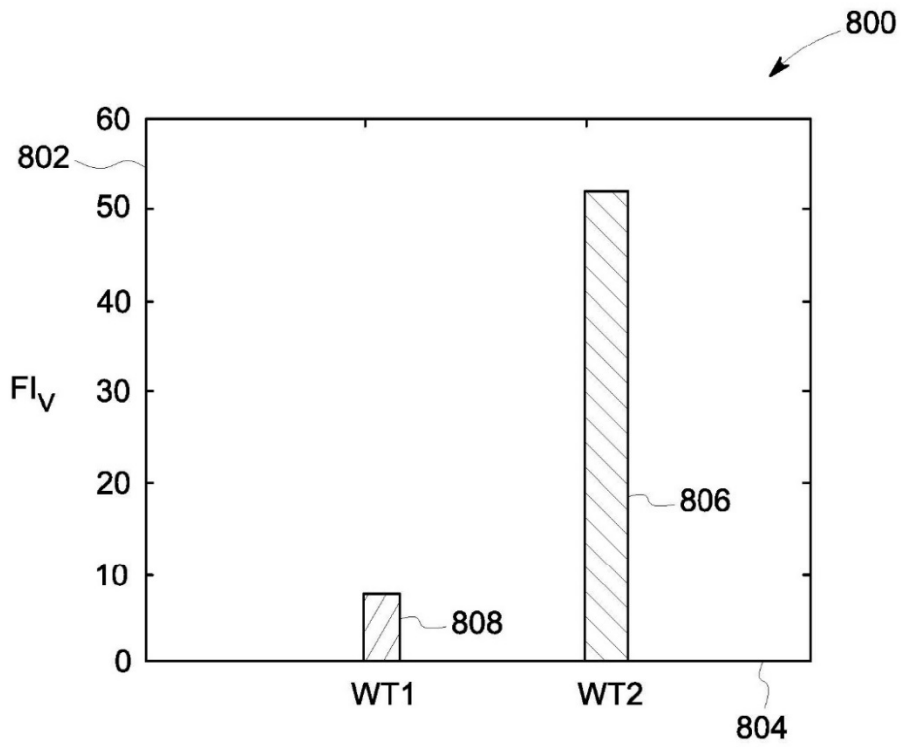


FIG. 8

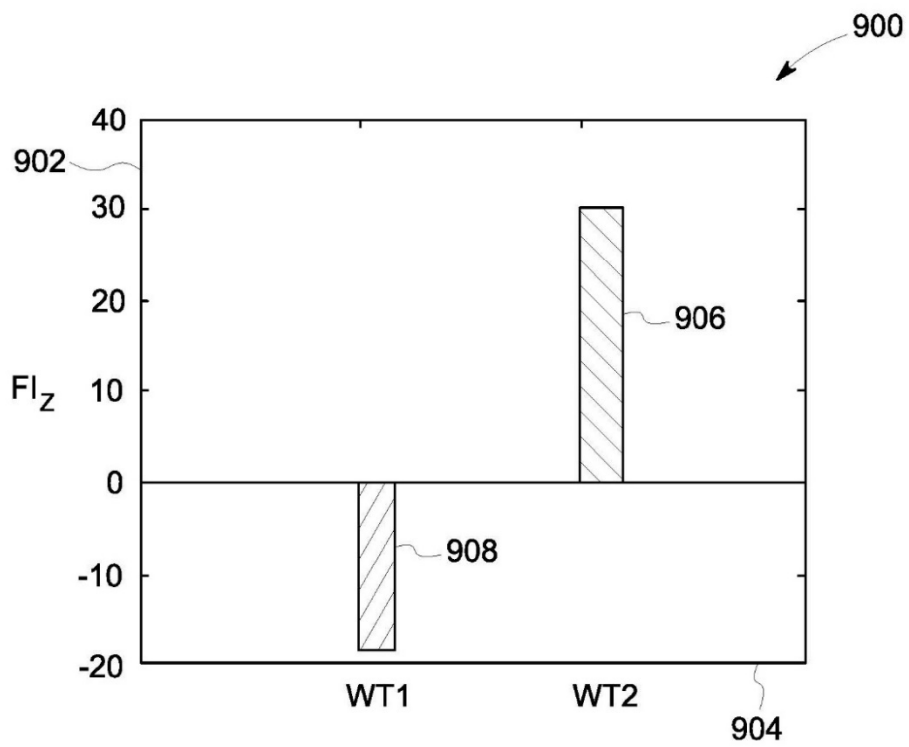


FIG. 9

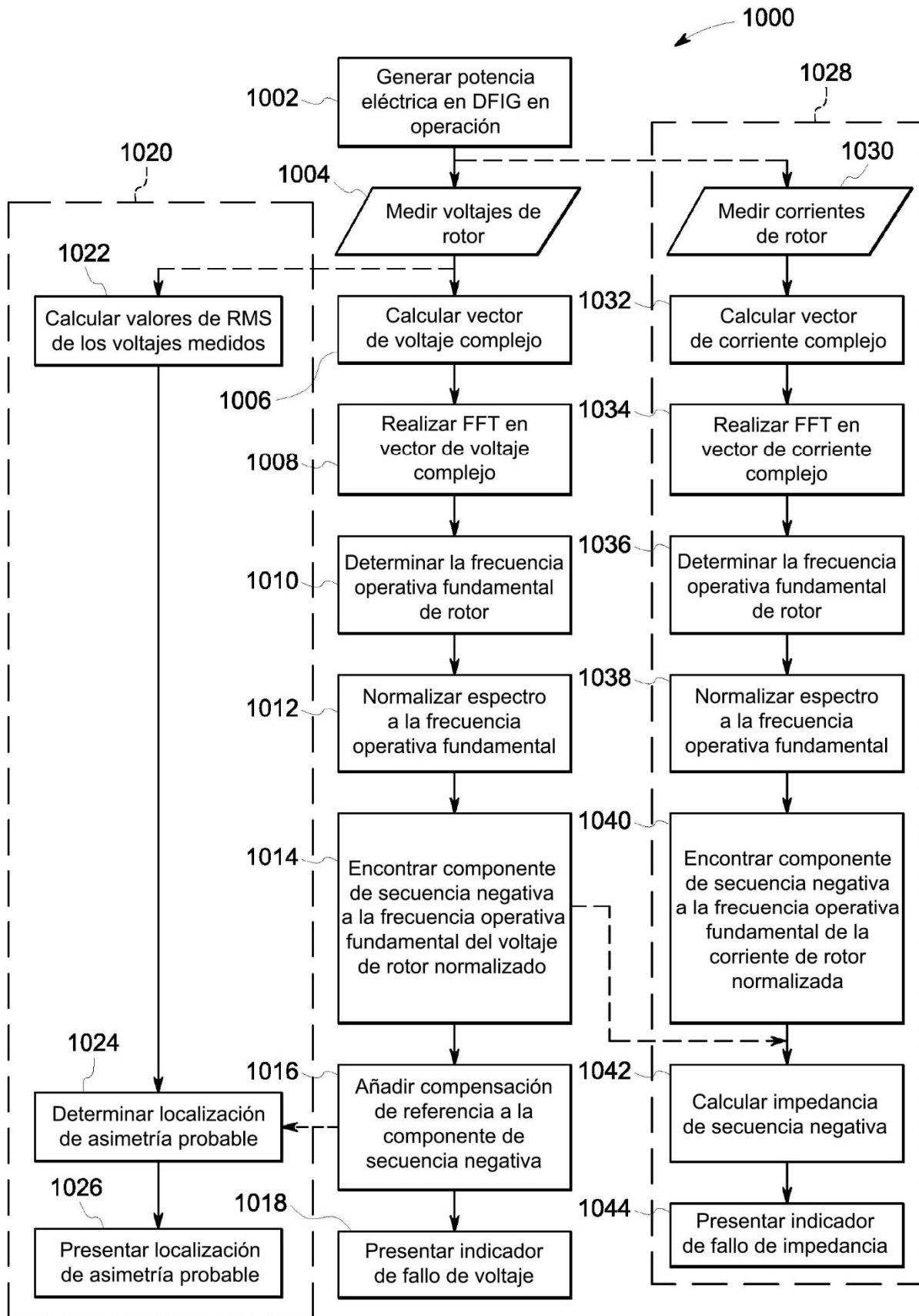


FIG. 10