

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 613 499**

51 Int. Cl.:

H02J 3/24 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **29.06.2011 PCT/DK2011/050250**

87 Fecha y número de publicación internacional: **05.01.2012 WO2012000514**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **29.06.2011 E 11731251 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **04.01.2017 EP 2589126**

54 Título: **Sistema, método y producto de programa informático para usar un parque eólico como estabilizador de sistema de potencia variable**

30 Prioridad:

30.06.2010 US 827756

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

24.05.2017

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)

Hedeager 42

8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

ROLLOW, BRETT;

SANTOS, JUAN SANTIAGO y

HOFFMAN, JASON

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 613 499 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, método y producto de programa informático para usar un parque eólico como estabilizador de sistema de potencia variable

Antecedentes

5 Esta solicitud se refiere de manera general a la generación de potencia eléctrica y a la estabilización de sistema de potencia y, más específicamente, a sistemas, métodos y productos de programa informático para usar turbinas eólicas en un parque eólico como estabilizadores de sistema de potencia variable.

10 Pueden usarse turbinas eólicas para producir energía eléctrica sin la necesidad de combustibles fósiles. Generalmente, una turbina eólica es una máquina rotatoria que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica y la energía mecánica posteriormente en potencia eléctrica. Las turbinas eólicas de eje horizontal comunes incluyen una torre, una góndola ubicada en el vértice de la torre, y un rotor que está soportado en la góndola por medio de un árbol. El árbol acopla el rotor o bien directa o bien indirectamente con un conjunto de rotor de un generador alojado dentro de la góndola.

15 Un parque eólico es una colección de turbinas eólicas que están conectadas a la red eléctrica y que suministran de manera colectiva potencia eléctrica a la red eléctrica. La red eléctrica tiene parámetros definidos, en particular una tensión definida y una frecuencia definida. La estabilidad de los parámetros de la red eléctrica dependen de varias variables incluyendo el, pero sin limitarse al, equilibrio instantáneo entre la potencia generada en el parque eólico y la potencia consumida en la red eléctrica. Los desequilibrios conducen a cambios en la tensión y/o frecuencia de la red eléctrica. La estabilidad de la frecuencia de la red es importante, lo cual proporciona amplia motivación para
20 minimizar fluctuaciones de baja frecuencia.

25 Un tipo común de alteración transitoria dentro de un sistema de potencia está constituido por preocupaciones de estabilidad de pequeña señal, que son fenómenos bien conocidos dentro de la industria de la ingeniería de energía. La estabilidad de pequeña señal se define como la capacidad del sistema de potencia para permanecer estable y sincronizado en presencia de pequeñas alteraciones y está habitualmente asociada con la capacidad o incapacidad del sistema de potencia para amortiguar tales oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia. Debido a la creciente capacidad de las unidades de generación, el aumento de la carga de líneas de transmisión y los sistemas de excitación a alta velocidad, pueden captarse menos de la totalidad de las características dinámicas de un sistema de transmisión. Esto dificulta la capacidad para responder de manera eficaz a las oscilaciones de baja frecuencia asociadas con preocupaciones de estabilidad de pequeña señal.

30 Se describe técnica anterior pertinente en los documentos EP 2 182 207, EP 2 175 540, US 2009/099798 A1, US 6 559 561 B1, US 2009/222144 A1 y en las publicaciones de FERNANDEZ R D *ET AL*: "Wind farm non-linear control for damping electromechanical oscillations of power systems" en RENEWABLE ENERGY, vol. 33, n.º 10, 1 de octubre de 2008 (01-10-2008), páginas 2258-2265; y ZHIXIN MIAO *ET AL*: "Control of DFIG-Based Wind Generation to Improve Interarea Oscillation Damping", IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, IEEE SERVICE
35 CENTER, PISCATAWAY, NJ, US, vol. 24, n.º 2, 1 de junio de 2009 (01-06-2009), páginas 415-422.

Se necesitan sistemas, métodos y productos de programa informático mejorados para permitir que un parque eólico responda de manera eficaz a preocupaciones de estabilidad de pequeña señal en la red eléctrica.

Breve resumen

40 La invención se define por las reivindicaciones adjuntas. En una realización de la invención, se proporciona un sistema para amortiguar primeras oscilaciones de una primera frecuencia y segundas oscilaciones de una segunda frecuencia en la potencia eléctrica en una red eléctrica. El sistema incluye un parque eólico con turbinas eólicas primera y segunda. Cada una de las turbinas eólicas primera y segunda incluye un rotor, un generador operativamente acoplado con el rotor para generar potencia eléctrica, y un inversor que acopla el generador con la red eléctrica para emitir la potencia eléctrica a la red eléctrica. El sistema incluye además un controlador configurado
45 para generar una primera señal de control para hacer funcionar el inversor de la primera turbina eólica para modular la potencia eléctrica emitida por la primera turbina eólica para amortiguar las primeras oscilaciones y para generar una segunda señal de control para hacer funcionar el inversor de la segunda turbina eólica para modular la potencia eléctrica emitida por la segunda turbina eólica para amortiguar las segundas oscilaciones.

50 En otra realización de la invención, se proporciona un método para amortiguar primeras oscilaciones de una primera frecuencia y segundas oscilaciones de una segunda frecuencia en la potencia eléctrica en una red eléctrica. El método incluye hacer funcionar un inversor de una primera turbina eólica para modular la potencia eléctrica emitida desde el generador de la primera turbina eólica para amortiguar las primeras oscilaciones. El método incluye además hacer funcionar un inversor de una segunda turbina eólica para modular la potencia eléctrica emitida desde el generador de la segunda turbina eólica para amortiguar las segundas oscilaciones.

55 En aún otra realización de la invención, un producto de programa informático incluye primeras instrucciones de programa para hacer funcionar un inversor de una primera turbina eólica en un parque eólico para modular la

potencia eléctrica emitida desde un generador de la primera turbina eólica para amortiguar primeras oscilaciones de una primera frecuencia en la potencia eléctrica en una red eléctrica. El producto de programa informático incluye además segundas instrucciones de programa para hacer funcionar un inversor de una segunda turbina eólica en el parque eólico para modular la potencia eléctrica emitida desde un generador de la segunda turbina eólica para amortiguar segundas oscilaciones de una segunda frecuencia en la potencia eléctrica en la red eléctrica. Las instrucciones de programa primeras y segundas se almacenan en un medio de almacenamiento legible por ordenador.

Breve descripción de las diversas vistas de los dibujos

Los dibujos adjuntos, que se incorporan en, y constituyen una parte de, esta memoria descriptiva, ilustran diversas realizaciones de la invención y, junto con una descripción general de la invención facilitada anteriormente y la descripción detallada de las realizaciones facilitada a continuación, sirven para explicar las realizaciones de la invención.

La figura 1 es una vista esquemática de un parque eólico configurado para hacerse funcionar según las realizaciones de la invención.

La figura 2 es una vista en perspectiva de una de las turbinas eólicas en el parque eólico de la figura 1.

La figura 3 es una vista en perspectiva de una parte de la turbina eólica de la figura 2 en la que se deja ver parcialmente el interior de la góndola para exponer estructuras alojadas dentro de la góndola.

Descripción detallada

Las realizaciones de la invención se refieren al control y al funcionamiento de un gran grupo de turbinas eólicas dispuestas como un parque eólico. Las turbinas eólicas están equipadas con dispositivos de medición y control para permitir que las turbinas eólicas reaccionen independientemente a las características de la potencia en el sistema de transmisión de la red eléctrica. Realizaciones de la invención usan un sistema de control existente, tal como el control de planta de potencia (PPC), para enviar una señal a las turbinas eólicas en el parque eólico para modular la salida de potencia y ayudar en la amortiguación de oscilaciones de baja frecuencia características de preocupaciones de estabilidad de pequeña señal. Por consiguiente, el sistema de control hace que un parque eólico modifique la estabilidad de la red. La señal del sistema de control activa el encendido de los inversores de turbina eólica para proporcionar una respuesta inversa variable a cada preocupación de estabilidad de pequeña señal y para amortiguar la basculación de potencia que la acompaña en la red eléctrica.

Con referencia a la figura 1 y según una realización de la invención, una granja eólica o parque eólico 10 incluye una pluralidad de turbinas eólicas, tales como las turbinas eólicas representativas 12, 14, 16, que actúan de manera colectiva como una planta de generación interconectada en última instancia mediante líneas de transmisión 18 con una red eléctrica 20, que puede ser una red eléctrica trifásica. El parque eólico 10 agrupa las múltiples turbinas eólicas 12, 14, 16 juntas en una ubicación común con el fin de aprovechar los ahorros de escala que reducen el coste unitario con un aumento de la salida. Un experto habitual en la técnica entiende que el parque eólico 10 puede incluir un número arbitrario de turbinas eólicas de una capacidad dada según una salida de potencia seleccionada como objetivo.

La red eléctrica 20 consiste generalmente en una red de estaciones eléctricas, circuitos de transmisión y subestaciones acopladas mediante una red de líneas de transmisión. Las estaciones eléctricas generan potencia eléctrica mediante medios nucleares, hidroeléctricos, de gas natural o medios térmicos de carbón, o con otro tipo de energía renovable tal como solar y geotérmica. También pueden acoplarse parque eólicos adicionales, similares al parque eólico 10, con la red eléctrica 20. La potencia eléctrica se transmite como corriente alterna (CA) trifásica a lo largo de cables de media tensión 21, 22, 23 desde el parque eólico 10 hasta una subestación 24. Tal como aprecia un experto habitual en la técnica, la potencia eléctrica se transmite a altas tensiones para reducir la pérdida de energía. Después se distribuye la potencia eléctrica mediante la subestación 24, que está conectada a la red eléctrica en un punto de acoplamiento común (PCC) 26, por las líneas de transmisión 18 hasta usuarios finales y otros clientes que constituyen cargas 28, 29, 30.

Con referencia a las figuras 2 y 3, la siguiente descripción de turbina eólica 12 se aplica por igual a las turbinas eólicas 14, 16. La turbina eólica 12 incluye una torre 32, una góndola 34 dispuesta en el vértice de la torre 32, y un rotor 36 operativamente acoplado a un generador 40 alojado dentro de la góndola 34. Además del generador 40, la góndola 34 aloja diversos componentes necesarios para convertir la energía eólica en energía eléctrica y también diversos componentes necesarios para hacer funcionar y optimizar el rendimiento de la turbina eólica 12. La torre 32 soporta la carga presentada por la góndola 34, el rotor 36 y otros componentes de turbina eólica alojados dentro de la góndola 34. La torre 32 de la turbina eólica 10 funciona para elevar la góndola 34 y el rotor 36 hasta una altura por encima del nivel del suelo o el nivel del mar, según sea el caso, a la que se encuentran normalmente corrientes de aire con menor turbulencia y mayor velocidad del viento.

El rotor 36 incluye un buje central 42 y una pluralidad de palas 44 unidas al buje central 42 en ubicaciones distribuidas alrededor de la circunferencia del buje central 42. En la realización representativa, el rotor 36 incluye tres

5 palas 44. Las palas 44, que sobresalen radialmente hacia fuera desde el buje central 42, están configuradas para interactuar con las corrientes de aire que pasan para producir sustentación que provoca que el buje central 42 gire alrededor de su eje longitudinal. Un experto habitual en la técnica está familiarizado con el diseño, la construcción y el funcionamiento de las palas 44. Por ejemplo, se implementa control de ángulo de paso de las palas 44 mediante un mecanismo de control de paso (no mostrado).

10 Un conjunto de rotor del generador 40 está acoplado mediante un árbol de accionamiento 46 y una caja de engranajes 48 con el conjunto de rotor del generador 40. La caja de engranajes 48 se basa en relaciones de engranajes en un tren de accionamiento para proporcionar conversiones de velocidad y de par motor desde la rotación del rotor 36 hasta el conjunto de rotor del generador 40. Alternativamente, el árbol de accionamiento 46 puede conectar directamente el buje central 42 del rotor 36 con el conjunto de rotor del generador 40 de modo que la rotación del buje central 42 acciona directamente el conjunto de rotor para que gire con respecto a un conjunto de estator del generador 40. Un acoplamiento mecánico 45 proporciona una conexión elástica entre el árbol de accionamiento 46 y la caja de engranajes 48.

15 La turbina eólica 12, que se representa como una turbina eólica de eje horizontal, tiene la capacidad de convertir la energía cinética del viento en potencia eléctrica. Específicamente, el movimiento del conjunto de rotor de generador 40 con respecto al conjunto de estator de generador 40 convierte funcionalmente la energía mecánica suministrada desde el rotor 36 en potencia eléctrica de modo que se aprovecha la energía cinética del viento por la turbina eólica 12 para la generación de potencia. El viento que supera un nivel mínimo activará el rotor 36 y hará que el rotor 36 rote en una dirección sustancialmente perpendicular al viento. En circunstancias normales, se suministra la potencia eléctrica a la red eléctrica 20 tal como conoce un experto habitual en la técnica.

20 La turbina eólica 14 incluye un generador 40a similar o idéntico al generador 40 y un rotor 36a similar o idéntico al rotor 36. La turbina eólica 36 incluye un generador 40b similar o idéntico al generador 40 y un rotor 36b similar o idéntico al rotor 36.

25 Un inversor 50 está eléctricamente conectado a la salida del generador 40 de la turbina eólica 12. De manera similar, los inversores 52, 54 están eléctricamente conectados a las salidas respectivas de los generadores 40, 40a, 40b de las turbinas eólicas 14, 16. Los inversores 50, 52, 54 condicionan la salida de los generadores respectivos 40, 40a, 40b para proporcionar una tensión y corriente de salida a una frecuencia y fase apropiadas para la transmisión a la red eléctrica 20. Los inversores 50, 52, 54 incluyen conmutadores activos, tales como dispositivos semiconductores de potencia, en una configuración adecuada para condicionar la salida del generador para que corresponda con los requisitos de la red eléctrica 20.

30 Los controladores de turbina 51, 53, 55 en las turbinas eólicas 12, 14, 16 se comunican respectivamente con los circuitos de los inversores 50, 52, 54 y son operativos para ajustar dinámicamente la tensión de salida, corriente de salida, frecuencia y fase de la potencia eléctrica suministrada desde los inversores 51, 53, 55 a través de la subestación 24 a la red eléctrica 20.

35 El controlador de turbina 51, que es representativo de los controladores de turbina 51, 53, 55, puede implementarse usando uno o más procesadores 56 seleccionados de microprocesadores, microcontroladores, procesadores de señales digitales, microordenadores, unidades de procesamiento centrales, disposiciones de puertas programables en campo, dispositivos lógicos programables, máquinas de estado, circuitos lógicos, circuitos analógicos, circuitos digitales y/o cualquier otro dispositivo que manipula señales (analógicas y/o digitales) basándose en instrucciones operacionales que se almacenan en una memoria 58. La memoria 58 puede ser un dispositivo de memoria individual o una pluralidad de dispositivos de memoria incluyendo, pero sin limitarse a, memoria de sólo lectura (ROM), memoria de acceso aleatorio (RAM), memoria volátil, memoria no volátil, memoria de acceso aleatorio estática (SRAM), memoria de acceso aleatorio dinámica (DRAM), memoria flash, memoria caché, y/o cualquier otro dispositivo que puede almacenar información digital.

40 El procesador 56 funciona bajo el control de un sistema operativo y ejecuta o se basa de otro modo en código de programa informático incorporado en diversas aplicaciones de software informático, componentes, programas, objetos, módulos, estructuras de datos, etc. para controlar el inversor 50, ya se implemente como parte del sistema operativo o como una aplicación específica. El control sobre el inversor 50 puede implementarse con retroalimentación desde un sensor 60 que mide una propiedad de la potencia eléctrica emitida desde el inversor 50.

45 El código de programa informático comprende normalmente una o más instrucciones que residen en diversos momentos en la memoria 58, y que, cuando se leen y se ejecutan por el procesador 56, hacen que el controlador de turbina 51 realice las etapas necesarias para ejecutar etapas o elementos que realizan los diversos aspectos de la invención. En particular, el código de programa informático residente que se ejecuta en el controlador de turbina 51 incluye un algoritmo de control operativo para ajustar dinámicamente la tensión de salida, corriente de salida, frecuencia y fase de la potencia eléctrica suministrada desde el inversor 51 a través de la subestación 24 a la red eléctrica 20. El algoritmo de control acciona selectivamente y controla los conmutadores activos en el inversor 51 para proporcionar los ajustes dinámicos.

50 Una interfaz hombre-máquina (HMI) 62 está operativamente conectada al procesador 56 del controlador de turbina 51 de una manera conocida. La HMI 62 puede incluir dispositivos de salida, tales como pantallas alfanuméricas, una

pantalla táctil, y otros indicadores visuales, y dispositivos de entrada y controles, tales como un teclado alfanumérico, un dispositivo de puntero, teclados numéricos, botones pulsadores, botones giratorios de control, etc., que pueden aceptar órdenes o entradas del operario y transmitir la entrada introducida al procesador 56.

5 Los controladores 53, 55 tienen cada uno una construcción similar o idéntica al controlador 51 y reciben retroalimentación de medición de sensores respectivos 60a, 60b cada uno similar o idéntico al sensor 60.

10 La salida de cada uno de los inversores 50, 52, 54 se alimenta a los cables de media tensión 21, 22, 23, respectivamente, a un panel de conmutación de media tensión 64 en la subestación 24. Los controladores de turbina 51, 53, 55 controlan independientemente la tensión de salida, corriente de salida, frecuencia y fase de la potencia eléctrica suministrada desde los inversores respectivos 51, 53, 55 al panel de conmutación de media tensión 64. La salida desde el panel de conmutación de media tensión 64 está conectada a un lado de baja tensión de un transformador de potencia 66 en la subestación 24. Un lado de alta tensión del transformador 66 está conectado a un panel de conmutación de alta tensión 68 en la subestación 24. El transformador de potencia 66 hace corresponder la salida de los generadores de turbina eólica 40, 40a, 40b con la parte de la red eléctrica 20 local para el PCC 26.

15 La potencia eléctrica se dirige desde la salida del panel de conmutación de alta tensión 68 hasta el PCC 26. El panel de conmutación de media tensión 64 y el panel de conmutación de alta tensión 68 incluyen cada uno interruptores de desconexión eléctrica, fusibles y/o disyuntores que pueden encenderse o apagarse en condiciones sin carga, con carga, o de fallo para proteger los equipos eléctricos, tales como los generadores respectivos 40, 40a, 40b de las turbinas eólicas 12, 14, 16. El panel de conmutación de alta tensión 68 está normalmente expuesto a los elementos en la subestación 24 y el panel de conmutación de media tensión 64 está habitualmente encerrado dentro de una estructura en la subestación 24. Un conjunto de condensadores 70 pueden conmutarse para aumentar la tensión de salida de la subestación 24 según se necesite.

20 Se usa un sistema de control de planta de potencia (PPC) 72 en la subestación 24 para controlar el funcionamiento de los controladores de turbina 51, 53, 55 y para coordinar las turbinas eólicas 12, 14, 16 para que funcionen de manera colectiva como parque eólico 10. En particular, el sistema de PPC 72 está configurado para hacer que los controladores de turbina 51, 53, 55 controlen de manera individual la salida de los inversores 50, 52, 54 y pueden acoplarse eléctricamente con los controladores de turbina 51, 53, 55 para los inversores 50, 52, 54 por rutas de comunicación distintas 74, 76, 78. El sistema de PPC 72 también se usa para controlar otros equipos en la subestación 24 incluyendo el, pero sin limitarse al, funcionamiento del panel de conmutación de media tensión 64 y la carga y descarga de los condensadores 70.

25 Un sistema de control de adquisición de datos y control de supervisión (SCADA) 80 está configurado para monitorizar y proporcionar control a nivel de supervisión del sistema de PPC 72. Las acciones de control en el sistema de control SCADA 80 pueden realizarse automáticamente mediante una unidad terminal remota o mediante un controlador lógico programable. El sistema de control SCADA 80 está configurado para recibir datos de un sensor 82 que está conectado con la red eléctrica 20. En una realización, el sensor 82 que accede a la red eléctrica 20 es un sensor de frecuencia y fase. En una realización alternativa, las lecturas de sensor del sensor 82 pueden suministrarse directamente al sistema de PPC 72 en lugar de remitirse al sistema de PPC 72 mediante el sistema de control SCADA 80.

30 El sistema de PPC 72 emite señales de control de corriente a los controladores de turbina 51, 53, 55 permitiendo que los inversores 50, 52, 54 emitan una forma de onda de corriente, que tiene de manera nominal la misma fase y frecuencia que la detectada por el sensor 82 y se comunica desde el sistema de control SCADA 80 hasta el sistema de PPC 72. El sistema de PPC 72 sintetiza modelos de forma de onda de corriente para las tres fases basándose en una tensión detectada en una fase y transmite corrientes a las tres fases de la red eléctrica 20 basándose en las formas de onda de corriente sintetizadas. En condiciones de funcionamiento normales de manera nominal, los modelos de forma de onda de corriente del sistema de PPC 72 hacen que la corriente, frecuencia y fase de la potencia eléctrica de los inversores 50, 52, 54 corresponda con la corriente, frecuencia y fase de la red eléctrica 20 y de ese modo proporcionan un funcionamiento en estado estacionario.

35 El sistema de PPC 72 puede implementarse usando uno o más procesadores 86 seleccionados de microprocesadores, microcontroladores, procesadores de señales digitales, microordenadores, unidades de procesamiento centrales, disposiciones de puertas programables en campo, dispositivos lógicos programables, máquinas de estado, circuitos lógicos, circuitos analógicos, circuitos digitales, y/o cualquier otro dispositivo que manipula señales (analógicas y/o digitales) basándose en instrucciones operacionales que se almacenan en una memoria 88. La memoria 88 puede ser un dispositivo de memoria individual o una pluralidad de dispositivos de memoria incluyendo, pero sin limitarse a, memoria de sólo lectura (ROM), memoria de acceso aleatorio (RAM), memoria volátil, memoria no volátil, memoria de acceso aleatorio estática (SRAM), memoria de acceso aleatorio dinámica (DRAM), memoria flash, memoria caché, y/o cualquier otro dispositivo que puede almacenar información digital.

El procesador 86 funciona bajo el control de un sistema de funcionamiento, y ejecuta o se basa de otro modo en código de programa informático incorporado en diversas aplicaciones de software informático, componentes,

- programas, objetos, módulos, estructuras de datos, etc. para hacer corresponder la corriente, frecuencia y fase de la potencia eléctrica de los inversores 50, 52, 54 con la corriente, frecuencia, y fase de la red eléctrica 20. El código de programa informático también se basa en un algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal para resolver una característica, tal como las componentes de frecuencia fundamental, de la potencia eléctrica en la red eléctrica 20, y para generar las señales de control comunicadas a los controladores de turbina 51, 53, 55 para controlar individualmente la salida de los inversores 50, 52, 54. El código de programa informático normalmente comprende una o más instrucciones que residen en diversos momentos en la memoria 88, y que, cuando se leen y ejecutan por el procesador 86, hacen que el sistema de PPC 72 realice las etapas necesarias para ejecutar etapas o elementos que implementan los diversos aspectos de la invención.
- En una realización, el algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal puede ser cualquier algoritmo de control de transformada rápida de Fourier (FFT) que tiene la capacidad de calcular y descomponer cada medida de sensor de frecuencia en sus componentes constituyentes diferentes. El algoritmo de control de FFT determina la fase y magnitud armónica de una señal de entrada como una función de tiempo. El algoritmo de control de FFT puede basarse en la compensación de fase en el dominio de frecuencia y las señales de control suplementarias se introducen como un compensador de adelantos y retrasos de la salida de turbina eólica de los inversores 50, 52, 54. En una realización específica, el algoritmo de control de FFT puede ser un algoritmo de control de FFT de Cooley-Tukey que usa un enfoque recurrente para resolver la transformada discreta de Fourier (DFT) en múltiples DFT más pequeñas y, mediante manipulación numérica adicional, se usa para calcular autovalores.
- Una interfaz hombre-máquina (HMI) 90 está operativamente conectada al procesador 86 de una manera convencional. La HMI 90 puede incluir dispositivos de salida, tales como pantallas alfanuméricas, una pantalla táctil, y otros indicadores visuales, y dispositivos de entrada y controles, tales como un teclado alfanumérico, un dispositivo de puntero, teclados numéricos, botones pulsadores, botones giratorios de control, etc., que pueden aceptar órdenes o entradas del operario y transmitir la entrada introducida al procesador 86.
- El sistema de PPC 72 está configurado para responder a preocupaciones de estabilidad de pequeña señal que representan desviaciones transitorias en la corriente, la frecuencia, y la fase de la red eléctrica 20 desde condiciones de funcionamiento en estado estacionario. En particular, el sistema de PPC 72 puede generar señales de control suplementarias usando el algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal y comunicando estas señales de control suplementarias a los controladores de turbina 51, 53, 55 para producir modulaciones sensibles a desviación en las características de la potencia eléctrica emitida desde los inversores 50, 52, 54. El sistema de PPC 72 puede proporcionar señales de control suplementarias con diferentes instrucciones de modulación a los controladores de turbina 51, 53, 55 para proporcionar modulación de potencia independiente por cada una de las turbinas eólicas 12, 14, 16. Normalmente, las señales de control suplementarias se usan para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia en el intervalo de 0,1 hercios (Hz) a 3 Hz.
- Para proporcionar el control independiente, el sistema de PPC 72 examina al menos una característica, tal como una o más de las componentes de frecuencia fundamental, de la potencia eléctrica en la red eléctrica 20 para perturbaciones o desviaciones. Para este fin, el sistema de PPC 72 analiza las lecturas del sensor 82 usando el algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal. Las desviaciones en la característica medida, tal como en cualquiera de las componentes de frecuencia fundamental resueltas a partir de lecturas de frecuencia, que cumplen o superan uno o más criterios preestablecidos se marcan como una preocupación de estabilidad de pequeña señal. Por ejemplo, pueden establecerse un umbral de desviación y valor de referencia para cada componente de frecuencia para examinar para detectar oscilaciones de baja frecuencia de una amplitud suficientemente significativa para impulsar la generación de una señal de control suplementaria. El sistema de PPC 72 responde a cada preocupación de estabilidad de pequeña señal generando y transmitiendo una o más señales de control suplementarias del sistema de PPC 72 a los controladores de turbina 51, 53, 55 en las turbinas individuales 12, 14, 16. Los controladores de turbina 51, 53, 55 controlarán a su vez los inversores respectivos 50, 52, 54 para responder con una oscilación de potencia o tensión apropiada para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia asociadas con cada preocupación de estabilidad de pequeña señal en la red eléctrica 20.
- En una realización, la modulación de la salida de tensión y corriente en una o más de las turbinas eólicas 12, 14, 16 suministrada por las señales de control suplementarias puede ejecutarse en tiempo real y de manera casi instantánea. En la realización específica de un algoritmo de control de FFT de Cooley-Tukey, cada autovalor representa un modo de oscilación de la potencia eléctrica en la red eléctrica 20. El sistema de PPC 72 puede calcular y evaluar los autovalores en tiempo real, lo cual da como resultado la capacidad de suministrar señales de control suplementarias para modular la salida de tensión y corriente en una o más de las turbinas eólicas 12, 14, 16 en el parque eólico 10 en tiempo real.
- Las señales de control suplementarias se seleccionan para hacer que los inversores 50, 52, 54 emitan potencia eléctrica de manera que se superpone con cada modo de oscilación de la potencia eléctrica en la red eléctrica 20 y de ese modo cancelan las oscilaciones de baja frecuencia que producen las preocupaciones de estabilidad de pequeña señal. El proceso de cancelación utiliza un bucle de retroalimentación basándose en las oscilaciones de baja frecuencia de la red eléctrica 20 que se miden mediante el sensor 82 y se evalúan mediante el algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal. Las señales de control suplementarias persisten pero disminuyen de amplitud hasta que las oscilaciones de baja frecuencia transitorias características de cada preocupación de

estabilidad de pequeña señal se amortiguan y ya no se necesita acción correctora en el nivel de turbina eólica basándose en los criterios preestablecidos.

Debido a que el parque eólico 10 consiste en múltiples turbinas eólicas, incluyendo las turbinas eólicas representativas 12, 14, 16, que pueden cada una emitir independientemente potencia eléctrica a la red eléctrica 20, pueden enviarse múltiples señales de control suplementarias desde el sistema de PPC 72 para amortiguar múltiples preocupaciones de estabilidad de pequeña señal. Por consiguiente, tanto oscilaciones transitorias locales como regionales de la potencia eléctrica en el sistema de potencia representado por la red eléctrica 20 pueden amortiguarse simultáneamente usando el parque eólico 10. Bajo el control maestro del sistema de PPC 72 y el control esclavo de los controladores 51, 53, 55, las turbinas eólicas 12, 14, 16 puede usarse para contrarrestar y amortiguar múltiples modos de oscilación a frecuencias bajas diferentes. Por ejemplo, puede indicarse a un primer número de turbinas eólicas en el parque eólico 10, incluyendo las turbinas eólicas 12, 14, que funcionen para amortiguar oscilaciones a una frecuencia y puede indicarse a un segundo número de turbinas eólicas en el parque eólico 10, incluyendo la turbina eólica 16, que funcione para amortiguar oscilaciones a una frecuencia diferente. Como ejemplo numérico, uno de los modos de oscilación de baja frecuencia amortiguados puede tener una a frecuencia de 1,5 Hz y amortiguarse junto con señales de control suplementarias comunicadas a seis (6) turbinas eólicas en el parque eólico 10, y otro de los modos de oscilación de baja frecuencia amortiguados puede tener una frecuencia en un intervalo de 0,1 Hz a 0,7 Hz y puede amortiguarse junto con señales de control suplementarias comunicadas a tres (3) turbinas eólicas en el parque eólico 10.

Como apreciará un experto en la técnica, las realizaciones de la invención también pueden implementarse en un producto de programa informático implementado en al menos un medio de almacenamiento legible por ordenador que tiene código de programa legible por ordenador implementado en el mismo. El medio de almacenamiento legible por ordenador puede ser un sistema, aparato o dispositivo electrónico, magnético, óptico, electromagnético, de infrarrojos o semiconductor, o cualquier combinación adecuada de los mismos, que puede contener o almacenar un programa para usar mediante o en conexión con un sistema, aparato o dispositivo de ejecución de instrucciones. Un medio de almacenamiento legible por ordenador a modo de ejemplo incluye, pero no se limita a, un disco duro, un disquete, una memoria de acceso aleatorio, una memoria de sólo lectura, una memoria de sólo lectura programable y borrable, una memoria flash, una memoria de sólo lectura de disco compacto portátil, un dispositivo de almacenamiento óptico, un dispositivo de almacenamiento magnético, o cualquier combinación adecuada de los mismos. El código de programa informático para llevar a cabo operaciones para las realizaciones de la presente invención pueden escribirse en uno o más lenguajes de programación procesales y orientados a objetos.

Los métodos descritos en el presente documento pueden implementarse mediante instrucciones de programa informático suministradas al procesador de cualquier tipo de ordenador para producir una máquina con un procesador que ejecuta las instrucciones para implementar las funciones/actos especificados en el presente documento. Estas instrucciones de programa informático también pueden almacenarse en un medio legible por ordenador que puede dirigir un ordenador para que funcione de una manera en particular. Con este fin, las instrucciones de programa informático pueden cargarse en un ordenador para producir la realización de una serie de etapas operacionales y de este modo producir un proceso implementado en ordenador de manera que las instrucciones ejecutadas proporcionan procesos para implementar las funciones/actos especificados en el presente documento.

En uso, el sensor 82 comunica datos, tales como la frecuencia y fase de la potencia eléctrica en la red eléctrica 20, al sistema de control SCADA 80. El sistema de control SCADA 80 retransmite las lecturas al sistema de PPC 72, que usa el algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal para evaluar las lecturas para determinar la presencia de preocupaciones de estabilidad de pequeña señal. El sistema de PPC 72 comunica señales de control a los controladores de turbina 51, 53, 55 para hacer que los inversores 50, 52, 54 modulen la salida de los generadores 40 de las turbinas eólicas 12, 14, 16. Las señales de control se seleccionan para hacer que los inversores 50, 52, 54 emitan potencia eléctrica de una manera que se superpone con las oscilaciones de baja frecuencia en la red eléctrica 20 para cancelar las preocupaciones de estabilidad de pequeña señal. En particular, las turbinas eólicas 12, 14, 16 se usan para contrarrestar y amortiguar múltiples modos de oscilación característicos de preocupaciones de estabilidad de pequeña señal. Por ejemplo, puede indicarse a diferentes subconjuntos de las turbinas eólicas en el parque eólico 10 que funcionen para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia características de un modo y puede indicarse a un segundo número de turbinas eólicas en el parque eólico 10 que funcionen para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia características de un modo diferente.

La respuesta del sistema de PPC 72 es similar a la respuesta generada por estabilizadores de sistema de potencia (PSS) convencionales usados ampliamente para mitigar oscilaciones de baja frecuencia de una red eléctrica interconectada. El hecho de que el sistema de PPC 72 se basa en los inversores 50, 52, 54 a nivel de turbina eólica para modular la salida de potencia y tensión mejora la dinámica de la red eléctrica y puede amortiguar múltiples modos de oscilación usando las múltiples turbinas eólicas en funcionamiento en el parque eólico 10. La mejora de las capacidades del parque eólico 10 según las realizaciones de la invención permite ajustar la modulación mediante el número de turbinas eólicas 12, 14, 16 en línea añadiendo un modo de variabilidad adicional para corresponder con las necesidades del sistema.

Aunque se han descrito en cuanto a la amortiguación de oscilaciones referentes a preocupaciones de estabilidad de

pequeña señal, las realizaciones de la invención pueden usarse para amortiguar oscilaciones de otros orígenes. Sin embargo, la aplicación preferida para las realizaciones de la invención se refiere a amortiguar oscilaciones referentes a preocupaciones de estabilidad de pequeña señal.

5 La terminología usada en el presente documento es únicamente con fines de descripción de realizaciones particulares y no se pretende que sea limitativa de la invención. Tal como se usan en el presente documento, se pretende que las formas en singular “un”, “una” y “el/la” también incluyan las formas en plural, a menos que el contexto indique claramente lo contrario. Se entenderá adicionalmente que los términos “comprende” y/o “que comprende”, cuando se usan en esta memoria descriptiva, especifican la presencia de características, números enteros, etapas, operaciones, elementos y/o componentes mencionados, pero no excluyen la presencia o adición de
10 una o más de otras características, números enteros, etapas, operaciones, elementos, componentes y/o grupos de los mismos. Además, en la medida en que se usan los términos “incluye”, “que tiene”, “tiene”, “con”, “compuesto por” o variantes de los mismos en cualquiera de la descripción detallada o las reivindicaciones, se pretende que tales términos sean inclusivos de una manera similar al término “que comprende.”

15 Aunque se ha ilustrado la invención mediante una descripción de diversas realizaciones y aunque se han descrito estas realizaciones con un detalle considerable, el solicitante no tiene la intención de restringir ni limitar de ningún modo el alcance de las reivindicaciones adjuntas a tal detalle. A los expertos en la técnica se les ocurrirán fácilmente ventajas y modificaciones adicionales. Por tanto, la invención, en sus aspectos más amplios, no está limitada a los detalles específicos, métodos representativos y ejemplos ilustrativos mostrados y descritos. Por consiguiente, es posible apartarse de tales detalles sin apartarse del alcance de la invención tal como se define en las
20 reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Sistema para amortiguar primeras oscilaciones de una primera frecuencia y segundas oscilaciones de una segunda frecuencia en la potencia eléctrica en una red eléctrica, estando configurado dicho sistema para contrarrestar y amortiguar la primera oscilación y la segunda oscilación a frecuencias bajas diferentes, dicha primera frecuencia y dicha segunda frecuencia, comprendiendo el sistema:
 - 5 un parque eólico que incluye una primera turbina eólica y una segunda turbina eólica, incluyendo cada una de las turbinas eólicas primera y segunda un rotor, un generador operativamente acoplado con el rotor para generar potencia eléctrica, y un inversor que acopla el generador con la red eléctrica para emitir la potencia eléctrica a la red eléctrica;
 - 10 un controlador configurado para generar una primera señal de control para hacer funcionar el inversor de la primera turbina eólica para modular la potencia eléctrica emitida por la primera turbina eólica para amortiguar las primeras oscilaciones y para generar una segunda señal de control para hacer funcionar el inversor de la segunda turbina eólica para modular la potencia eléctrica emitida por la segunda turbina eólica para amortiguar las segundas oscilaciones; y,
 - 15 en el que las señales de control primera y segunda se generan basándose en una algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal que puede resolver una primera componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica que se usa para generar la primera señal de control y una segunda componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica que se usa para generar la segunda señal de control;
 - 20 las señales de control primera y segunda se seleccionan para hacer que los inversores emitan potencia eléctrica de una manera que se superpone con la primera oscilación y la segunda oscilación de la potencia eléctrica en la red eléctrica, y de ese modo cancelan oscilaciones de baja frecuencia, utilizando un bucle de retroalimentación basado en las oscilaciones de baja frecuencia de la red eléctrica.
2. Sistema según la reivindicación 1 en el que el algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal es un algoritmo de control de transformada rápida de Fourier (FFT).
3. Sistema según la reivindicación 1 en el que la primera turbina eólica incluye un controlador de turbina acoplado en comunicación con el controlador, estando el controlador de turbina de la primera turbina eólica configurado para hacer funcionar el inversor de la primera turbina eólica basándose en la primera señal de control.
4. Sistema según la reivindicación 3 en el que la segunda turbina eólica incluye un controlador de turbina acoplado en comunicación con el controlador, estando el controlador de turbina de la segunda turbina eólica configurado para hacer funcionar el inversor de la segunda turbina eólica basándose en la segunda señal de control.
5. Sistema según la reivindicación 1 en el que el controlador está incluido en un sistema de control de planta de potencia (PPC) ubicado en una subestación.
6. Método para amortiguar primeras oscilaciones de una primera frecuencia y segundas oscilaciones de una segunda frecuencia en la potencia eléctrica en una red eléctrica para contrarrestar y amortiguar la primera oscilación y la segunda oscilación a frecuencias bajas diferentes, dicha primera frecuencia y dicha segunda frecuencia, comprendiendo el método:
 - 40 hacer funcionar un inversor de una primera turbina eólica para modular la potencia eléctrica emitida desde un generador de la primera turbina eólica para amortiguar las primeras oscilaciones;
 - usar un algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal que se ejecuta en un procesador para resolver una primera componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para generar una primera señal de control basándose en la primera componente de frecuencia;
 - 45 generar la primera señal de control que hace que el inversor de la primera turbina eólica module la potencia eléctrica para amortiguar las primeras oscilaciones;
 - hacer funcionar un inversor de una segunda turbina eólica para modular la potencia eléctrica emitida desde un generador de la segunda turbina eólica para amortiguar las segundas oscilaciones;
 - 50 usar el algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal que se ejecuta en el procesador para resolver una segunda componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para generar una segunda señal de control basándose en la segunda componente de frecuencia;
 - generar la segunda señal de control que hace que el inversor de la segunda turbina eólica module la potencia eléctrica para amortiguar las segundas oscilaciones; y

seleccionar las señales de control primera y segunda para hacer que los inversores emitan potencia eléctrica de una manera que se superpone con la primera oscilación y segunda oscilación de la potencia eléctrica en la red eléctrica, y de ese modo cancelar oscilaciones de baja frecuencia, utilizando un bucle de retroalimentación basándose en las oscilaciones de baja frecuencia de la red eléctrica.

- 5 7. Método según la reivindicación 6 en el que el algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal es un algoritmo de control de transformada rápida de Fourier (FFT).
8. Método según la reivindicación 7 en el que el algoritmo de transformada rápida de Fourier (FFT) es un algoritmo de control de FFT de Cooley-Tukey.
- 10 9. Método según la reivindicación 6 en el que la primera turbina eólica incluye un controlador de turbina que está acoplado con el inversor de la primera turbina eólica, y que comprende además:
comunicar la primera señal de control al controlador de turbina de la primera turbina eólica; y
hacer que el controlador de turbina de la primera turbina eólica haga funcionar el inversor de la primera turbina eólica.
10. Método según la reivindicación 6 que comprende además:
15 usar un algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal que se ejecuta en un procesador para resolver una primera componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para hacer funcionar el inversor de la primera turbina eólica basándose en la primera componente de frecuencia; y
usar el algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal que se ejecuta en el procesador para resolver
20 una segunda componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para hacer funcionar el inversor de la segunda turbina eólica basándose en la segunda componente de frecuencia.
11. Método según la reivindicación 6 que comprende además:
usar un algoritmo de control de transformada rápida de Fourier (FFT) que se ejecuta en un procesador para
resolver una primera componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para hacer
funcionar el inversor de la primera turbina eólica basándose en la primera componente de frecuencia; y
25 usar el algoritmo de control de transformada rápida de Fourier (FFT) que se ejecuta en el procesador para resolver una segunda componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para hacer funcionar el inversor de la segunda turbina eólica basándose en la segunda componente de frecuencia.
12. Método según la reivindicación 6 que comprende además:
usar un algoritmo de control de transformada rápida de Fourier (FFT) de Cooley-Tukey que se ejecuta en un
30 procesador para resolver una primera componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y hacer funcionar el inversor de la primera turbina eólica basándose en la primera componente de frecuencia; y
usar el algoritmo de control de transformada rápida de Fourier (FFT) de Cooley-Tukey que se ejecuta en el
35 procesador para resolver una segunda componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para hacer funcionar el inversor de la segunda turbina eólica basándose en la segunda componente de frecuencia.
13. Producto de programa informático que comprende:
un medio de almacenamiento legible por ordenador;
40 primeras instrucciones de programa para hacer funcionar un inversor de una primera turbina eólica en un parque eólico para modular la potencia eléctrica emitida desde un generador de la primera turbina eólica para amortiguar oscilaciones de una primera frecuencia en la potencia eléctrica en una red eléctrica para contrarrestar y amortiguar la primera oscilación y la segunda oscilación a frecuencias bajas diferentes, generando una primera señal de control para hacer funcionar el inversor de la primera turbina eólica para modular la potencia eléctrica para amortiguar las primeras oscilaciones; y
45 segundas instrucciones de programa para hacer funcionar un inversor de una segunda turbina eólica en el parque eólico para modular la potencia eléctrica emitida desde un generador de la segunda turbina eólica para amortiguar oscilaciones de una segunda frecuencia en la potencia eléctrica en la red eléctrica, generando una segunda señal de control para hacer funcionar el inversor de la segunda turbina eólica para modular la potencia eléctrica para amortiguar las segundas oscilaciones,
50 unas instrucciones de programa para seleccionar las señales de control primera y segunda para hacer que

los inversores emitan potencia eléctrica de una manera que se superpone con la primera oscilación y la segunda oscilación de la potencia eléctrica en la red eléctrica, y de ese modo cancelan oscilaciones de baja frecuencia, utilizando un bucle de retroalimentación basado en las oscilaciones de baja frecuencia de la red eléctrica,

5 terceras instrucciones de programa para usar un algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal que se ejecuta en un procesador para resolver una primera componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para generar la primera señal de control basándose en la primera componente de frecuencia; y

10 unas instrucciones de programa para hacer que el controlador de turbina de la primera turbina eólica haga funcionar el inversor de la primera turbina eólica,

cuartas instrucciones de programa para usar el algoritmo de control de estabilidad de pequeña señal que se ejecuta en el procesador para resolver una segunda componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para generar la segunda señal de control basándose en la segunda componente de frecuencia,

15 unas instrucciones de programa para hacer que el controlador de turbina de la segunda turbina eólica haga funcionar el inversor de la segunda turbina eólica,

en el que las primeras, segundas, terceras y cuartas instrucciones de programa se almacenan en el medio de almacenamiento legible por ordenador.

14. Producto de programa informático según la reivindicación 13 que comprende además:

20 terceras instrucciones de programa para usar un algoritmo de control de transformada rápida de Fourier (FFT) que se ejecuta en un procesador para resolver una primera componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para generar la primera señal de control basándose en la primera componente de frecuencia; y

25 cuartas instrucciones de programa para usar el algoritmo de control de transformada rápida de Fourier (FFT) que se ejecuta en el procesador para resolver una segunda componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para generar la segunda señal de control basándose en la segunda componente de frecuencia,

en el que las terceras y cuartas instrucciones de programa se almacenan en el medio de almacenamiento legible por ordenador.

30 15. Producto de programa informático según la reivindicación 14 que comprende además:

terceras instrucciones de programa para usar un algoritmo de control de transformada rápida de Fourier (FFT) de Cooley-Tukey que se ejecuta en un procesador para resolver una primera componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para generar la primera señal de control basándose en la primera componente de frecuencia; y

35 cuartas instrucciones de programa para usar el algoritmo de control de estabilidad en pequeña señal de Cooley-Tukey que se ejecuta en el procesador para resolver una segunda componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para generar la segunda señal de control basándose en la segunda componente de frecuencia,

40 en el que las terceras y cuartas instrucciones de programa se almacenan en el medio de almacenamiento legible por ordenador.

16. Producto de programa informático según la reivindicación 13 que comprende además:

45 terceras instrucciones de programa para usar un algoritmo de control de transformada rápida de Fourier (FFT) que se ejecuta en un procesador para resolver una segunda componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para hacer funcionar el inversor de la primera turbina eólica basándose en la segunda componente de frecuencia; y

cuartas instrucciones de programa para usar el algoritmo de control de transformada rápida de Fourier (FFT) que se ejecuta en el procesador para resolver una segunda componente de frecuencia de la potencia eléctrica en la red eléctrica y para hacer funcionar el inversor de la segunda turbina eólica basándose en la segunda componente de frecuencia,

50 en el que las terceras y cuartas instrucciones de programa se almacenan en el medio de almacenamiento legible por ordenador.

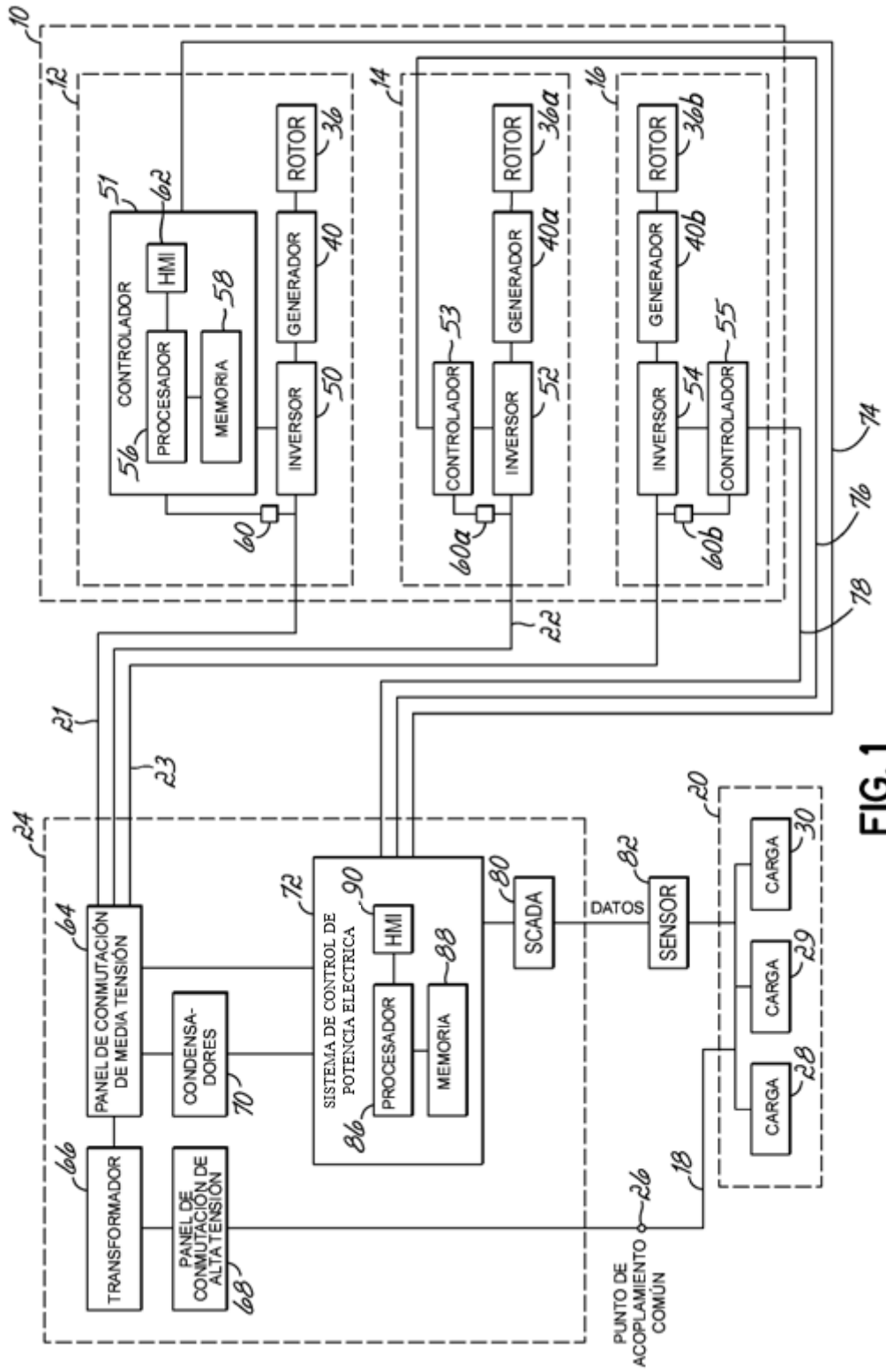


FIG. 1

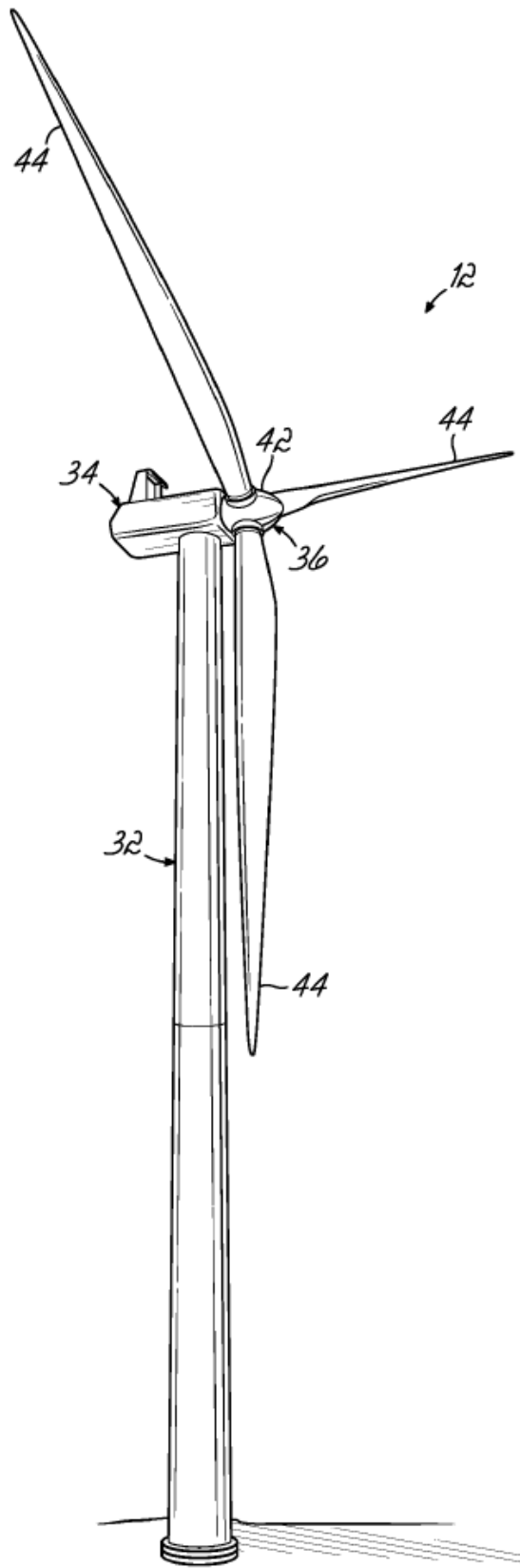


FIG. 2

