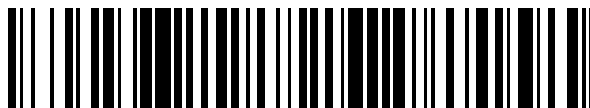


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 711 005**

21 Número de solicitud: 201731257

51 Int. Cl.:

H02J 3/36 (2006.01)

12

SOLICITUD DE PATENTE

A1

22 Fecha de presentación:

25.10.2017

43 Fecha de publicación de la solicitud:

29.04.2019

71 Solicitantes:

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID (100.0%)
Av. Gregorio Peces Barba, 1
28919 Leganés (Madrid) ES

72 Inventor/es:

ARNALTES GÓMEZ, Santiago;
RODRÍGUEZ AMENEDO, José Luis y
CARDIEL ÁLVAREZ, Miguel Ángel

54 Título: **Método para el control distribuido de la frecuencia en un parque eólico offshore**

57 Resumen:

Método para el control distribuido de la frecuencia en un parque eólico, donde el parque comprende unos aerogeneradores (11) conectados a una línea (24) conectada a una barra colectora (3), donde la barra (3) está conectada por un transformador (6) con una estación rectificadora AC/DC de diodos (7) conectada con un enlace (8) DC que evacúa mediante una estación inversora (9) la energía generada por el parque eólico (1) a la red eléctrica (10). Cada aerogenerador (11) incluye un convertidor (110) interno que comprende un inversor (113) y un condensador (C) conectado entre la salida de dicho inversor (113) y un transformador (23) elevador de salida del aerogenerador (11). El método comprende igualar las frecuencias generadas por cada aerogenerador (11) controlando la componente cuadratura de la corriente (i_{kq}) a la salida del inversor (113), realizándose dicho control actuando sobre las tensiones internas del inversor(113).

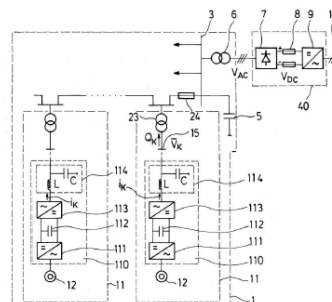


FIG. 2

DESCRIPCIÓN

Método para el control distribuido de la frecuencia en un parque eólico offshore

5 OBJETO DE LA INVENCION

La presente invención pertenece al campo de la transmisión de energía eléctrica generada por una pluralidad de aerogeneradores a través de un enlace de corriente continua HVDC cuando el enlace HVDC comprende una estación rectificadora de diodos.

El objeto de la presente invención es un método de operación para evacuar la potencia activa aportada por la pluralidad de aerogeneradores de un parque eólico conectados a un enlace HVDC que comprende una estación rectificadora de diodos. Concretamente, el sistema permite sincronizar la pluralidad de aerogeneradores y controlar de forma distribuida la frecuencia en la red de corriente alterna del parque eólico, utilizando para ello la medida de la potencia reactiva generada por cada aerogenerador. Además, de esta manera la reactiva del sistema eléctrico se distribuye en partes iguales entre todos los aerogeneradores que componen el parque eólico.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Actualmente la tecnología más viable para interconectar los parques eólicos ubicados en alta mar con la costa, para distancias largas (>100Km), son los sistemas de transmisión de alta tensión en corriente continua HVDC (High Voltage Direct Current). Esta tecnología consiste fundamentalmente en transmitir la energía eléctrica generada por las turbinas eólicas a través de un enlace de continua de alta tensión desde el parque eólico offshore hasta la red eléctrica ubicada en tierra firme. Para ello, se utiliza al menos una estación rectificadora AC/DC en el lado del parque eólico y una estación inversora DC/AC en el lado de tierra firme entre las cuales se extiende un enlace de continua.

La tecnología HVDC presenta diferentes ventajas con relación a la tecnología HVAC (High Voltage Alternating Current), entre las que pueden mencionarse las siguientes:

- a) Las pérdidas eléctricas y las caídas de tensión en el enlace HVDC son muy inferiores a las que se producen en un enlace HVAC.

b) Al no existir corrientes capacitivas en el cable en un enlace HVDC, la capacidad de transmisión del enlace aumenta significativamente con respecto a un enlace HVAC.

5

c) Las redes de corriente alterna del parque eólico y de tierra firme están separadas por el enlace HVDC, lo que implica una operación asíncrona de ambas

10

d) Los enlaces HVDC permiten una controlabilidad de potencia superior a los enlaces HVAC.

Dentro de las estaciones rectificadoras AC/DC o inversoras DC/AC de los enlaces HVDC caben destacar dos tecnologías: HVDC-LCC (Line Commuted Converter),
 15 basada en interruptores electrónicos conmutados por red (tiristores o diodos) y HVDC-VSC (Voltage Source Converter), basada en interruptores electrónicos auto-conmutados (IGBT o IGCT) dispuestos de forma modular en convertidores multinivel. Más concretamente, dentro de la tecnología HVDC-LCC las estaciones rectificadoras AC/DC de diodos son, por su sencillez y fiabilidad, la opción más adecuada para la
 20 interconexión de parques eólicos marinos a enlaces HVDC. Sin embargo, en este caso para que la estación rectificadora AC/DC funcione correctamente es necesario que la red de corriente alterna del parque eólico sea capaz de mantener la tensión y la frecuencia controlada.

25

El mantenimiento de la tensión y la frecuencia en la red de corriente alterna del parque eólico se puede realizar mediante una solución centralizada instalando en la barra de entrada de la estación rectificadora AC/DC un banco de condensadores y un convertidor electrónico controlado en corriente cuya finalidad sea controlar la frecuencia de la tensión en este punto cerrando instantáneamente el balance de
 30 potencia reactiva. Esta solución se describe en la solicitud de patente P201530410 titulada "*Método y sistema para el control de tensión y frecuencia en una red aislada*", desarrollada por algunos inventores de la presente solicitud.

35

La Fig. 1, que describe una configuración particular de la solución descrita en el documento P201530410, representa una instalación para evacuar la potencia generada por un parque eólico (1) que comprende una pluralidad de aerogeneradores (11) conectados, a través de diversas líneas eléctricas (24), a una barra colectora (3)

de corriente alterna trifásica. Esta barra colectora (3) está a su vez conectada a un transformador elevador (6) del parque eólico (1) que alimenta al enlace HVDC (40). El enlace HVDC (40) comprende una estación rectificadora AC/DC (7) formada por uno o más puentes de diodos cuyos terminales DC se conectan a un enlace DC (8). A su vez, el enlace DC (8) está conectado a una estación inversora DC/AC (9) que evacúa la potencia generada a una red eléctrica (10) de corriente alterna situada en tierra firme. La barra colectora (3) de la red de corriente alterna del parque eólico (1) está además conectada a un elemento adicional que permite efectuar el control de la frecuencia, concretamente un banco de condensadores (5). La solución del documento P201530410 permite controlar frecuencia en la barra colectora (3) actuando sobre la componente en cuadratura de la corriente inyectada en dicha barra (3) colectora por los aerogeneradores (11) del parque eólico (1). En cuanto a la tensión, en el documento P201530410 se comprueba que no es necesaria su regulación debido al funcionamiento intrínseco de la estación rectificadora AC/DC (7) y del enlace DC (8).

Si bien esta solución centralizada resuelve el problema de mantener controlada la tensión y la frecuencia en la red interna de corriente alterna del parque eólico, tiene como inconveniente la necesidad de conectar en la barra (3) de entrada del rectificador de diodos un banco de condensadores (5). La disposición de un banco de condensadores (5) de este tipo puede constituir un inconveniente, particularmente en estaciones offshore donde el peso y el espacio disponible están muy limitados.

Una alternativa a esta propuesta es utilizar una solución distribuida donde los propios convertidores electrónicos de potencia de los aerogeneradores garanticen el control de la frecuencia en la red interna del parque.

En efecto, como se ha representado en la Fig. 1, un aerogenerador (11) normalmente comprende una turbina eólica que mueve un generador (12) conectado a un convertidor electrónico de potencia (110) interno que, a su vez, está conectado a un transformador (23) elevador de salida del aerogenerador (11). El convertidor electrónico de potencia (11) incluye: un convertidor electrónico rectificador (111) interno; un banco de condensadores (112) interno conectado a un bus de continua de salida de dicho convertidor rectificador (111) interno; un convertidor electrónico inversor (113) interno cuya entrada está conectada al bus de continua mencionado; y un filtro LC (114) interno, formado por una asociación serie-paralelo de una reactancia (L) y un condensador (C), para la conexión del convertidor electrónico inversor (113) a una red (15) alterna de baja tensión del aerogenerador (11). En la operación normal, el

convertidor electrónico rectificador (111) interno controla el par del generador (12) y por tanto la velocidad de giro de la turbina eólica, permitiendo el funcionamiento a velocidad variable. Con ello, la potencia generada por el generador (12) es transferida por el convertidor electrónico rectificador (111) interno al bus de continua interno del aerogenerador (11). Por otro lado, el convertidor electrónico inversor (113) interno controla la tensión de dicho bus de continua interno del aerogenerador (11). De esta manera se consigue que la potencia vertida por el convertidor electrónico rectificador (111) interno al bus de continua se transfiera instantáneamente mediante el convertidor electrónico inversor (113) interno a la red (15) alterna de baja tensión del aerogenerador (11). Además, este convertidor electrónico inversor (113) interno permite controlar la potencia reactiva inyectada a la red (15) alterna de baja tensión de manera totalmente desacoplada de la potencia activa que se inyecta por el método anterior.

En consecuencia, se determina que debería ser posible actuar sobre este convertidor electrónico inversor (113) interno para controlar la frecuencia de la red de corriente alterna del parque eólico. De esta forma, se evitaría afectar al control de potencia activa convencional del aerogenerador (11).

Por lo tanto, una solución de control distribuido sería posible siempre y cuando se cumplan los siguientes requisitos:

a) El método de control empleado no debe afectar a la producción de potencia activa del aerogenerador, evitando vertidos de energía.

b) El control distribuido empleado debe garantizar la operación síncrona de los aerogeneradores.

c) Los aerogeneradores deben operar dentro de su curva de límites de funcionamiento.

En el pasado se han propuesto soluciones distribuidas (Blasco-Gimenez, R., Ano-Villalba, S., Rodríguez-D'Herlée, J., Morant, F., & Bernal-Perez, S. (2010), "*Distributed voltage and frequency control of offshore wind farms connected with a diode-based HVdc link*", IEEE Transactions on Power Electronics, 25(12), 3095-3105) basadas en actuar sobre el nivel de tensión en la barra de entrada del rectificador de diodos para controlar el flujo de potencia activa en el enlace HVDC. Para efectuar este control en

este trabajo se propone medir la tensión en la barra AC del rectificador de diodos y utilizar un PLL (Phase Lock Loop), para obtener la referencia angular que precisan los convertidores para su control. El convertidor inversor del aerogenerador contribuye al control de tensión en la barra del rectificador de diodos actuando sobre la potencia activa generada por el aerogenerador. De esta forma, es el aerogenerador el que debe adaptarse a la potencia demanda por el convertidor electrónico rectificador interno, lo que implica que el aerogenerador no opere en su punto de máxima potencia y se produzcan vertidos de energía no deseados. El control de frecuencia propuesto es un control indirecto donde se calcula la corriente reactiva instantánea que debe proporcionar cada aerogenerador - en un sistema de referencia medido en la barra de entrada AC de la estación rectificadora AC/DC del enlace HVDC - en función del desvío de frecuencia y de medidas de numerosas magnitudes a lo largo del parque eólico. Este sistema de referencia está sujeto a perturbaciones, lo cual hace que este control de frecuencia propuesto sea muy poco robusto.

Además, el envío por comunicaciones a todos los aerogeneradores de un ángulo del sistema de referencia común, y calculado mediante un PLL en la barra de entrada del rectificador, hace que la aplicación industrial de esta propuesta sea imposible de implementar en la práctica, pues no existe un sistema de comunicación capaz de enviar a todos los aerogeneradores del parque eólico la posición angular del vector de tensión, que gira a 50 Hz, con la latencia necesaria. Por ejemplo, con una latencia en las comunicaciones de 5 ms el error angular sería de 90°. Y aún más, un fallo en las comunicaciones implicaría la parada del parque eólico.

Otro trabajo más reciente (Prignitz, C., Eckel, H. G., Achenbach, S., Augsburger, F., & Schön, A. (2016, June). FixReF, “A control strategy for offshore wind farms with different wind turbine types and diode rectifier HVDC transmission”, Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2016 IEEE 7th International Symposium on (pp. 1-7), IEEE) propone utilizar también una referencia angular común para todos los aerogeneradores, pero en este caso utilizando una señal GPS (Global Positioning System). El sistema de control se basa en inyectar una corriente orientada a este sistema de referencia global, de tal forma que la potencia activa entregada por el convertidor electrónico inversor interno sea la misma que la generada por la turbina eólica. De esta forma no se producen vertidos de energía y la turbina eólica opera de forma convencional intentando extraer la máxima energía del recurso eólico disponible. En este control los ángulos de las tensiones en cada nudo de los aerogeneradores quedan libres, ya que son una consecuencia de la corriente

inyectada. El nivel de tensión, no obstante, está acotado por el convertidor electrónico rectificador interno, pero su ángulo puede variar significativamente implicando intercambios de potencia reactiva que pueden exceder los límites de funcionamiento del convertidor electrónico inversor interno. Para evitar esto los autores de este trabajo

5 proponen un control proporcional donde la componente reactiva de la corriente inyectada por cada convertidor electrónico rectificador interno se calcula en función de la componente q de la tensión en cada nudo. De esta forma se acota el intercambio de potencia reactiva intercambiada por los aerogeneradores, aunque la solución no sea óptima.

10 Esta solución, a diferencia de la anterior, evita actuar sobre el canal de potencia del aerogenerador pero presenta el inconveniente de usar una referencia angular común impuesta por comunicación satelital. En caso de algún fallo en el sistema de recepción de la señal GPS el parque eólico dejaría de funcionar.

15 Por esta razón se hace necesario desarrollar un método y un sistema de control distribuido capaz de mantener la frecuencia en la red de corriente alterna de un parque eólico conectado a un enlace HVDC mediante un rectificador de diodos que cumpla los siguientes requisitos:

- 20
- a) Que no dependa de los sistemas de comunicación.
 - b) Que evite actuar sobre el canal de control de potencia activa de los aerogeneradores.
 - 25 c) Que permita sincronizar de forma estable los convertidores de cada aerogenerador.
 - d) Que mantenga el intercambio de potencia reactiva en valores óptimos y
 - 30 dentro de los límites de funcionamiento de cada aerogenerador.

DESCRIPCION DE LA INVENCION

La presente invención resuelve los problemas descritos gracias al control distribuido

35 de la frecuencia en la red de corriente alterna de un parque eólico conectado a un enlace HVDC mediante una estación rectificadora de diodos.

La invención propuesta hace uso de una técnica similar a la descrita en la solicitud P201530410 titulada “*Método y sistema para el control de tensión y frecuencia en una red aislada*” desarrollada por algunos de los inventores de la presente solicitud. La solicitud P201530410, cuyo contenido se ha descrito brevemente con anterioridad en este documento, explica cómo es posible controlar la frecuencia en un condensador si se mantiene nula la componente en cuadratura del vector de tensión en el condensador en un sistema de referencia síncrono que gira a la velocidad preestablecida (p. ej 50 Hz). Esto se consigue actuando sobre la componente en cuadratura de la corriente inyectada en la red aislada. Cuando se aplica esta estrategia de control, la frecuencia en el condensador se mantiene constante si la potencia reactiva del condensador se mantiene constante. Además, el ángulo de referencia del sistema síncrono se obtiene integrando una señal de referencia de velocidad de giro ω_0 constante. Por otra parte, con relación a la tensión, la solicitud P201530410 describe cómo el módulo de la tensión del banco de condensadores depende del balance de potencia activa y permanece acotado cuando se conecta a un enlace HVDC mediante una estación rectificadora de diodos.

La presente invención permite el control distribuido de la frecuencia del parque eólico gracias a una pluralidad de condensadores conectados a la salida del convertidor electrónico inversor interno de cada aerogenerador. Se trata de los condensadores pertenecientes al filtro LC presente a la salida de cada uno de dichos convertidores electrónicos inversores internos de los aerogeneradores. En la solución que se propone en este documento, dichos condensadores ejercen las funciones que, en la solicitud P201530410, ejerce el único banco de condensadores conectado a la barra de entrada de la estación rectificadora AC/DC del enlace HVDC. Es decir, en cada uno de los convertidores electrónicos inversores internos de cada aerogenerador se establece el mismo esquema de control que en el sistema centralizado descrito en la solicitud P201530410, con la salvedad de que la velocidad de referencia de cada sistema síncrono depende en este caso de la medida de la potencia reactiva en la barra de salida del convertidor electrónico de potencia interno de cada aerogenerador.

En este contexto, nótese que los mencionados condensadores forman parte del filtro LC dispuesto a la salida del convertidor electrónico inversor interno integrado en el convertidor electrónico de potencia interno de los aerogeneradores. Más concretamente, como se describió con anterioridad en este documento, el convertidor electrónico de potencia interno de un aerogenerador comprende: un convertidor electrónico rectificador interno; un bus de continua conectado a un banco de

condensadores conectado a la salida del convertidor electrónico rectificador interno; un convertidor electrónico inversor interno cuya entrada está conectada al bus de continua; y un filtro LC, que comprende una inductancia y un condensador, conectado entre la salida del convertidor electrónico inversor interno y un transformador de salida del aerogenerador.

Por tanto, la presente invención está dirigida a un método para el control distribuido de la frecuencia en un parque eólico offshore. El parque eólico comprende una pluralidad de aerogeneradores conectados en serie a al menos una línea conectada a una barra colectora. A su vez, la barra colectora está conectada a través de un transformador con un enlace de corriente continua a alta tensión. El enlace de corriente continua a alta tensión comprende una estación rectificadora AC/DC de diodos conectada con un enlace DC que evacúa a través de una estación inversora la energía generada por el parque eólico a la red eléctrica. Además, como se ha mencionado con anterioridad, es conocido que cada aerogenerador del parque eólico presenta un convertidor electrónico de potencia interno que comprende al menos un convertidor electrónico inversor interno y un condensador conectado en un punto entre la salida de dicho convertidor electrónico inversor interno y un transformador de salida del aerogenerador.

Pues bien, el método de la presente invención se caracteriza por que además comprende el paso de igualar las frecuencias generadas por cada aerogenerador mediante el control de la componente en cuadratura de la corriente a la salida del convertidor electrónico inversor interno del aerogenerador. Para controlar la componente en cuadratura de la corriente a la salida del convertidor electrónico inversor interno, se actúa sobre las tensiones internas del convertidor electrónico inversor interno. Esto se puede conseguir de forma convencional actuando sobre dicho convertidor electrónico inversor interno para regular la corriente reactiva de forma desacoplada de la corriente activa.

Esta configuración presenta la ventaja de que se sustituye el único condensador de gran tamaño utilizado en el documento P201530410 por una pluralidad de condensadores más pequeños ubicados a la salida del convertidor electrónico inversor interno de cada aerogenerador. Es importante tener en cuenta, además, que los condensadores ubicados a la salida de los convertidores electrónicos inversores internos de los aerogeneradores no son unos elementos añadidos a la configuración del sistema, sino que son elementos existentes en los convertidores electrónicos de

potencia internos de los aerogeneradores. Como se ha comentado con anterioridad, son los condensadores del filtro LC de conexión a red de los convertidores electrónicos inversores internos de los aerogeneradores. Por tanto, este método de control distribuido no requiere la disposición offshore de nuevos elementos cuyo peso y volumen podrían constituir un inconveniente.

Tomando como referencia la Fig. 3, el principio de control consiste en orientar el vector de tensión a un eje de referencia síncrono para obtener un sistema trifásico de tensiones de la frecuencia deseada, por ejemplo 50 Hz. Para ello, según puede deducirse de la citada figura, es necesario que la componente de tensión en el eje en cuadratura, V_{kq} , sea cero. Por otro lado, se demuestra que la regulación de la tensión en cuadratura en un condensador puede realizarse mediante la inyección de la corriente en cuadratura, o en otras palabras, orientada la tensión al eje de referencia, se puede controlar el ángulo de la tensión en el sistema de referencia síncrono mediante la inyección de corriente reactiva.

Este principio, que ya se empleaba en la solicitud P201530410, sobre el control centralizado de frecuencia, requiere una modificación sustancial para emplearse en el control distribuido de frecuencia. Efectivamente, mediante el método anterior tendremos una pluralidad de aerogeneradores generando una tensión de la frecuencia deseada. Pero el acoplamiento en paralelo de los citados aerogeneradores requiere, además, que se acoplen a la red con el ángulo de tensión necesario para establecer la inyección de potencia a la red. Por este motivo, al método anterior de frecuencia constante se le añade ahora una variación de frecuencia con el fin de mover el eje de referencia hasta alcanzar las diferencias angulares necesarias entre los aerogeneradores del parque eólico. Esta variación de frecuencia se obtiene en el método aquí propuesto a partir del incremento de la potencia reactiva inyectada por el aerogenerador multiplicado por una ganancia. De esta forma, un incremento de la potencia del aerogenerador, como consecuencia de un incremento de la velocidad del viento, producirá una variación de la potencia reactiva demandada por la red, que a su vez afectará a la regulación de frecuencia. El regulador de tensión de eje transversal compensará esta variación de frecuencia modificando la potencia reactiva inyectada por el aerogenerador.

Pero, además, es necesario cambiar el ángulo de la tensión respecto de la red como consecuencia del incremento de potencia. Para ello, se tomará el incremento de reactiva que ha sido necesario aplicar para compensar la variación de frecuencia y se

obtendrá una variación de la frecuencia hasta obtener el ángulo de operación necesario. Esta operación en el conjunto de aerogeneradores conlleva a una operación síncrona de los mismos con el ángulo de tensión requerido.

- 5 Por otra parte, dado que en régimen permanente todos los aerogeneradores generan la misma frecuencia, en el esquema de control propuesto esto implica que todos suministran la misma potencia reactiva, con lo que se consigue un reparto equitativo entre todos los aerogeneradores de la potencia reactiva demanda por el sistema eléctrico del parque eólico. De esta manera, si el sistema está bien dimensionado, se
- 10 asegura que los aerogeneradores funcionen siempre dentro de los límites de operación admisibles.

De acuerdo con una realización preferida de la invención, el valor objetivo de la componente en cuadratura de la corriente a la salida del convertidor electrónico

15 inversor interno que permite igualar las frecuencias generadas por cada aerogenerador se obtiene mediante los siguientes pasos:

- Medir la potencia reactiva en la barra de salida del convertidor electrónico de potencia interno del aerogenerador y compararla con una potencia reactiva de

20 referencia de valor constante.

- Multiplicar la diferencia de ambas potencias reactivas por un bloque proporcional para obtener un incremento de velocidad angular de referencia de la tensión del aerogenerador.

25

- Sumar al incremento de velocidad angular de referencia obtenido una referencia de velocidad angular nominal para obtener una velocidad angular de referencia de la tensión en la barra de salida del convertidor electrónico de potencia interno del aerogenerador.

30

- Integrar la velocidad angular de referencia de la tensión en la barra de salida del convertidor electrónico de potencia interno del aerogenerador para obtener un ángulo de referencia del sistema síncrono.

35 - Medir las tensiones instantáneas de fase en la barra de salida del convertidor electrónico de potencia interno del aerogenerador y aplicar a las mismas la transformación de Park con el ángulo de referencia para obtener las

componentes directa y en cuadratura del vector de tensión.

- Comparar la componente en cuadratura de la tensión con una tensión de referencia de valor nulo.

5

- Introducir la diferencia o error entre la componente en cuadratura de la tensión y la referencia de valor nulo en un regulador para determinar el valor objetivo de la componente en cuadratura de la corriente a la salida del convertidor electrónico inversor interno del aerogenerador. El regulador puede en principio ser de diferentes tipos, aunque preferentemente se utiliza un regulador de tipo proporcional-integral.

10

- Finalmente, actuar sobre las tensiones internas del convertidor electrónico inversor interno para ajustar la componente en cuadratura de la corriente a la salida de dicho convertidor electrónico inversor interno del aerogenerador al valor objetivo determinado en el paso anterior.

15

- Todo lo anterior permite finalmente obtener la frecuencia deseada y el ángulo requerido para la operación síncrona de los aerogeneradores.

20

Este procedimiento de control se lleva a cabo para cada uno de los aerogeneradores del parque eólico. En función de las fluctuaciones en la potencia activa aportada por cada aerogenerador, se producirán fluctuaciones de potencia reactiva y, por tanto, de frecuencia en las respectivas barras de salida de los aerogeneradores. Sin embargo, las frecuencias en las barras de salida de todos los aerogeneradores tenderán, en régimen permanente, a converger a una determinada frecuencia. Esta frecuencia de régimen permanente puede alejarse ligeramente de la frecuencia de referencia deseada, por ejemplo 50 Hz.

25

Por ello, una realización particularmente preferida de la invención comprende además ajustar las frecuencias de todos los aerogeneradores a una frecuencia constante de referencia deseada. Para ello, se calcula la potencia reactiva de referencia de todos los aerogeneradores mediante la integración del incremento de velocidad angular de referencia de un aerogenerador maestro.

35

BREVE DESCRIPCION DE LAS FIGURAS

La Fig.1 muestra un sistema de control centralizado de tensión y frecuencia de un parque eólico offshore de acuerdo con la técnica anterior.

La Fig. 2 muestra un sistema de control distribuido de tensión y frecuencia de un
5 parque eólico offshore de acuerdo con la presente invención.

La Fig. 3 muestra el vector de tensión $\underline{v}_k$ a la salida de cada convertidor electrónico inversor interno de cada aerogenerador en un sistema de referencia síncrono girando a la referencia angular θ_k .

10

La Fig.4 muestra el esquema de control a partir del cual se determina la referencia angular θ_k midiendo la potencia reactiva Q_k a la salida de cada convertidor electrónico inversor interno de cada aerogenerador.

15 La Fig. 5 muestra el esquema de regulación secundaria que permite mantener la frecuencia del sistema en un valor constante e igual al de referencia (p.ej 50Hz).

REALIZACIÓN PREFERENTE DE LA INVENCION

20 Se describe a continuación un ejemplo particular de acuerdo con la presente invención donde se aprecian los diferentes elementos que componen el sistema y los diferentes pasos del procedimiento de control propuesto.

La Fig. 2 muestra el esquema de un parque eólico (1) marino que comprende una
25 pluralidad de aerogeneradores (11) que están formados por una turbina eólica que mueve un generador (12) cuya potencia se evacúa a través de un convertidor electrónico de potencia (110) interno y un transformador (23) elevador de salida del aerogenerador (11). El convertidor electrónico de potencia (110) interno a su vez incluye: un convertidor electrónico rectificador (111) interno conectado a un bus de
30 corriente continua (112) que, a su vez, está conectado a un convertidor electrónico inversor (113) interno. Este convertidor electrónico inversor (113) interno, que tiene conectado a su salida un filtro LC (114) formado por una inductancia (L) y un condensador (C), suministra energía eléctrica de corriente alterna (AC) trifásica a la barra de baja tensión (15) interna del aerogenerador (11). El vector de tensión ($\underline{v}_k$) en
35 la barra (15), mostrado también en la Fig. 3, puede descomponerse en sus componentes directa (v_{kd}) y cuadratura (v_{kq}), expresadas en un sistema de referencia

síncrono que gira a la velocidad angular (ω_k) y con un ángulo de giro (θ_k).

Como se ha comentado, la barra (15) a la salida del convertidor electrónico de potencia (110) interno se acopla a la red de media tensión del parque eólico (1) a través de un transformador elevador (23) del aerogenerador (11). Así, los aerogeneradores (11) se van conectando en paralelo mediante cables eléctricos (24) formando un alimentador de media tensión hasta llegar a conectar con la barra (3) que, a través de la estación de transformación (6), conecta con una estación rectificadora de diodos (7) del enlace HVDC (40). Habitualmente, un parque eólico (1) marino lo componen varios alimentadores de media tensión como los descritos anteriormente. Un enlace DC (8) conecta la estación rectificadora de diodos (7) con una estación inversora (9), la cual finalmente vierte la energía generada por el parque eólico (1) a la red (10) eléctrica. Como se puede apreciar, en esta configuración no aparece el banco de condensadores (5) usado en la solución centralizada descrita en la solicitud P201530410.

En la Fig. 4 se muestra el esquema de control propuesto que se implementa individualmente en cada uno de los aerogeneradores (11) del parque eólico (1) marino. Inicialmente se mide la potencia reactiva (Q_k) en la barra de salida (15) del convertidor electrónico de potencia (110) interno del aerogenerador (11) y se compara con la potencia reactiva de referencia (Q_0) de valor constante. La diferencia de ambas potencias reactivas se multiplica por el bloque proporcional (k_{droop} , 27) para obtener el incremento de velocidad angular ($\Delta\omega_k$) del sistema de referencia. A este incremento se le suma la referencia de velocidad angular nominal (ω_0) del sistema (por ejemplo, $2\pi 50 \text{ rad/s}$) y se obtiene la velocidad angular de referencia (ω_k) de cada aerogenerador (11), a partir de la cual se determina por integración (30) el ángulo de referencia (θ_k) del sistema síncrono. A partir de este ángulo, y midiendo las tensiones instantáneas de fase (v_{ka} , v_{kb} , v_{kc}) en la barra de salida (15) del convertidor electrónico de potencia (110) interno del aerogenerador (11), se obtienen las componentes directa y cuadratura de la tensión (v_{kd} , v_{kq}) mediante la transformación de Park del bloque (32).

La componente directa de la tensión (v_{kd}) queda libre en el sistema de control distribuido, pues está limitada por la tensión en la barra (3) de la estación rectificadora de diodos (7). Sin embargo, la tensión (v_{kq}) se compara con la referencia (v_{kq}^{ref}), que se toma con valor nulo para asegurar que el vector de tensión ($\underline{v}_k$) en la barra de

salida (15) esté orientado con el eje d mostrado en la Fig.3. El error entre el valor medido de la componente en cuadratura de la tensión (v_{kq}) en la barra (15) y su referencia es la entrada del regulador (33), cuya salida determina el valor objetivo de referencia de la componente en cuadratura de la corriente (i_{kq}^{ref}) a la salida del

5 convertidor electrónico inversor (113) interno.

Cuando se lleva a cabo el control distribuido propuesto en la presente invención, se consigue la operación síncrona de los aerogeneradores (11) a través de la acción proporcional k_{droop} . El sistema alcanza un punto de equilibrio a una frecuencia

10 diferente, pero próxima, a la de referencia (p.ej. 50 Hz). En este caso, el incremento de velocidad angular del sistema de referencia ($\Delta\omega_k$) es igual para todos los aerogeneradores (11) y toma un valor diferente de cero. Por otro lado, si las constantes proporcionales k_{droop} son iguales, la potencia reactiva intercambiada por todos los aerogeneradores (11) también es la misma lo cual garantiza, si el sistema

15 está bien diseñado, que no se sobrepasan los límites de funcionamiento de los aerogeneradores (11), pues los aerogeneradores (11) comparten de forma equitativa la demanda total de reactiva del sistema eléctrico del parque eólico (1).

Si además se deseara restituir la frecuencia a su valor de referencia, es posible aplicar un sistema de control secundario a un aerogenerador (11) determinado, que actuará como aerogenerador “maestro”. En este aerogenerador (11) maestro, el incremento de velocidad angular ($\Delta\omega_m$) pasa por un bloque integrador (k_{sec} , 36) y se calcula la potencia reactiva de referencia (Q_0) que se transmite al resto de aerogeneradores (11).

El hecho de utilizar una acción integral sobre el incremento de velocidad angular ($\Delta\omega_k$) garantiza que en régimen permanente su valor será nulo ($\Delta\omega_k = 0$). De esta forma se garantiza que la frecuencia alcanza su valor de referencia modificando el valor de la potencia reactiva (Q_0) que será la misma en todos los aerogeneradores (11) cuando se alcance el régimen permanente.

REIVINDICACIONES

1. Método para el control distribuido de la frecuencia en un parque eólico offshore, donde el parque eólico (1) comprende una pluralidad de aerogeneradores (11) conectados en paralelo a al menos una línea (24) conectada a una barra colectora (3),
 5 donde la barra colectora (3) está conectada a través de un transformador (6) con un enlace HVDC (40), donde el enlace HVDC (40) comprende una estación rectificadora AC/DC de diodos (7) conectada con un enlace DC (8) que evacúa a través de una estación inversora (9) la energía generada por el parque eólico (1) a la red eléctrica (10), donde cada aerogenerador (11) comprende un convertidor electrónico de potencia (110) interno que comprende al menos un convertidor electrónico inversor (113) interno y un condensador (C) conectado en un punto entre la salida de dicho convertidor electrónico inversor (113) interno y un transformador (23) elevador de salida del aerogenerador (11),

caracterizado por que comprende el paso de igualar las frecuencias generadas por cada aerogenerador (11) mediante el control de la componente en cuadratura de la corriente (i_{kq}) a la salida del convertidor electrónico inversor (113) interno del aerogenerador (11), donde el control de la componente en cuadratura de la corriente (i_{kq}) a la salida del convertidor electrónico inversor (113) interno se realiza actuando sobre las tensiones internas del convertidor electrónico inversor (113) interno.

2. Método de acuerdo con la reivindicación 1, donde un valor objetivo (i_{kq}^{ref}) de la componente en cuadratura de la corriente (i_{kq}) a la salida del convertidor electrónico inversor (113) interno que permite igualar las frecuencias generadas por cada aerogenerador (11) se obtiene mediante los siguientes pasos, para cada aerogenerador (11):

- medir la potencia reactiva (Q_k) en la barra de salida (15) del convertidor electrónico de potencia (110) interno del aerogenerador (11) y compararla con una potencia reactiva de referencia (Q_0) de valor constante;
- multiplicar la diferencia de ambas potencias reactivas (Q_k, Q_0) por un bloque proporcional (27) para obtener un incremento de velocidad angular de referencia ($\Delta\omega_k$) de la tensión del aerogenerador (11);
- sumar al incremento de velocidad angular de referencia ($\Delta\omega_k$) obtenido una referencia de velocidad angular nominal (ω_0) para obtener una velocidad angular de referencia (ω_k) de la tensión en la barra de salida (15) del convertidor electrónico de potencia (110) interno del aerogenerador (11);
- integrar (30) la velocidad angular de referencia (ω_k) de la tensión en la barra de

salida (15) del convertidor electrónico de potencia (110) interno del aerogenerador (11) para obtener un ángulo de referencia (θ_k);

- medir unas tensiones instantáneas de fase (v_{ka} , v_{kb} , v_{kc}) de la tensión en la barra de salida (15) del convertidor electrónico de potencia (110) interno del aerogenerador (11) y aplicar a las mismas la transformación de Park (32) para obtener las componentes directa y en cuadratura de la tensión (v_{kd} , v_{kq});

- comparar la componente en cuadratura de la tensión (v_{kq}) con una tensión de referencia (v_{kq}^{ref}) de valor nulo;

- introducir la diferencia entre la componente en cuadratura de la tensión (v_{kq}) y la referencia (v_{kq}^{ref}) de valor nulo en un regulador (33) para determinar el valor objetivo (i_{kq}^{ref}) de la componente en cuadratura de la corriente (i_{kq}) a la salida del convertidor electrónico inversor (113) del aerogenerador (11);

- actuar sobre las tensiones internas del convertidor electrónico inversor (113) interno para ajustar la componente en cuadratura de la corriente (i_{kq}) a la salida del convertidor electrónico inversor (113) interno del aerogenerador (11) al valor objetivo (i_{kq}^{ref}) determinado en el paso anterior.

3. Método de acuerdo con la reivindicación 2, que además comprende ajustar las frecuencias de todos los aerogeneradores (11) a una frecuencia constante de referencia mediante el paso de:

- calcular la potencia reactiva de referencia (Q_0) de todos los aerogeneradores (11) mediante la integración del incremento de velocidad angular de referencia ($\Delta\omega_m$) de un aerogenerador (11) maestro.

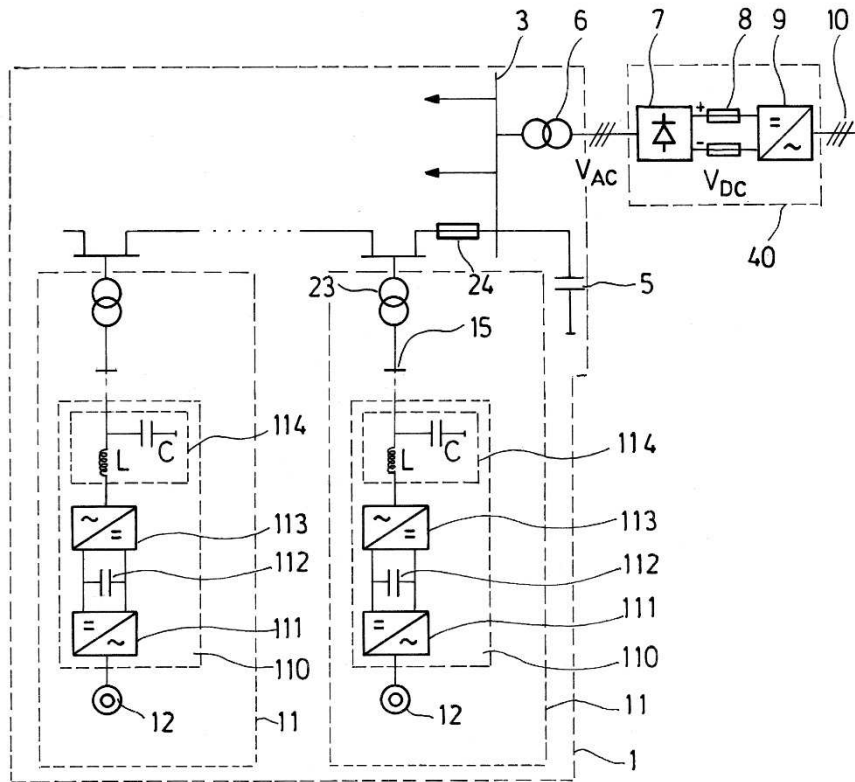


FIG.1
TÉCNICA ANTERIOR

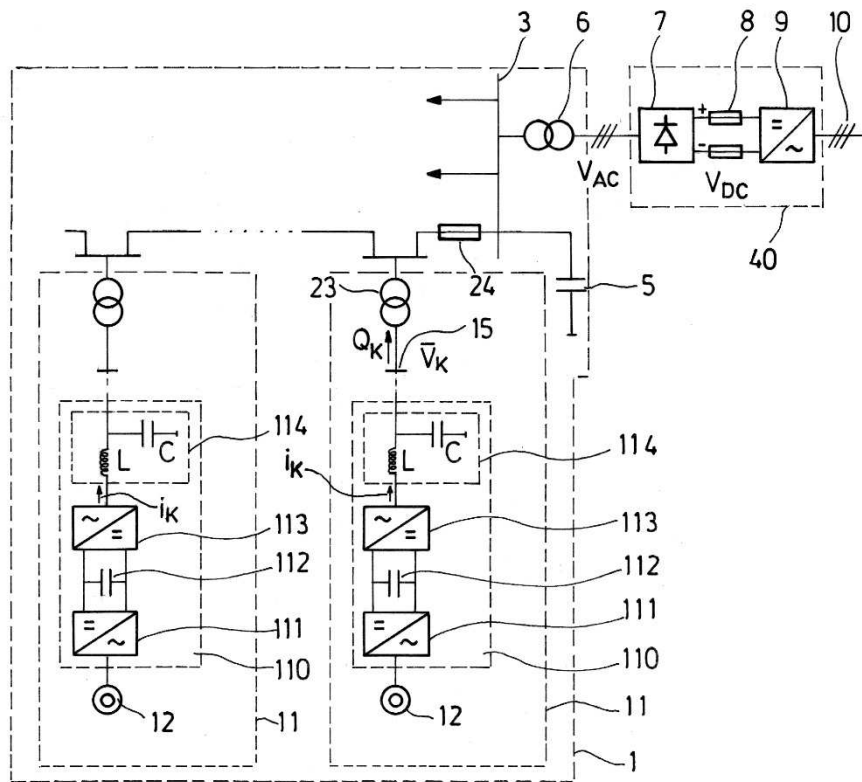


FIG.2

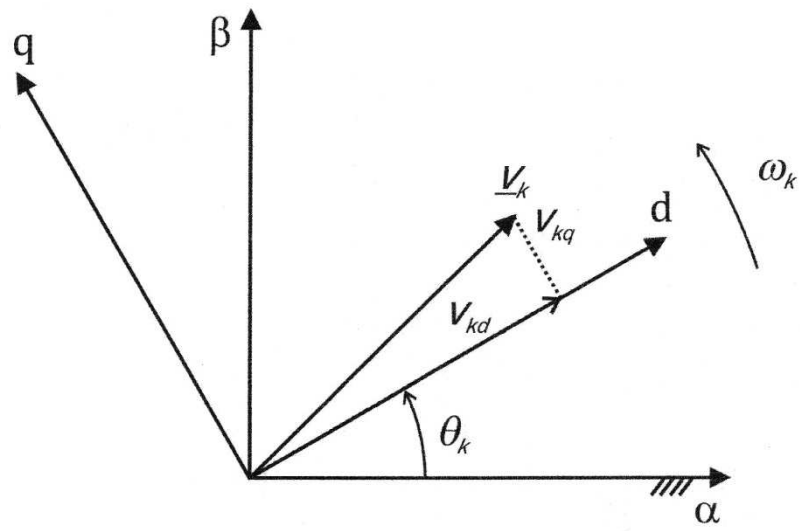


FIG.3

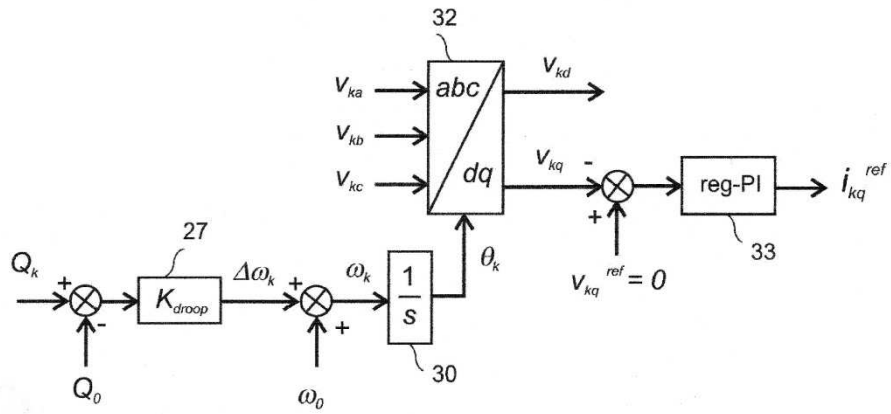


FIG.4

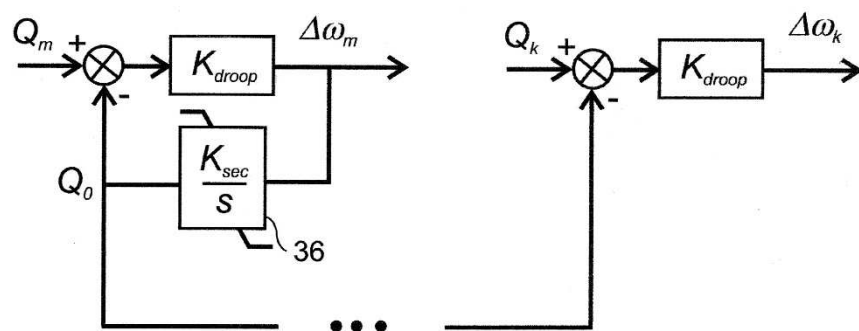


FIG.5



- (21) N.º solicitud: 201731257
(22) Fecha de presentación de la solicitud: 25.10.2017
(32) Fecha de prioridad:

INFORME SOBRE EL ESTADO DE LA TÉCNICA

(51) Int. Cl.: **H02J3/36** (2006.01)

DOCUMENTOS RELEVANTES

Categoría	(56) Documentos citados	Reivindicaciones afectadas
X	Temesgen Haileselassie et alii, "Control of Multiterminal HVDC Transmission for Offshore Wind Energy", Nordic Wind Power Conference, Bornholm, 11/09/2009, párrafo 2, página 6; figuras 6, 11.	1-3
X	Dierckxsens c. et alii "A distributed DC voltage control method for VSC MTDC systems", Electric Power Systems Research, Elsevier, Amsterdam, NL, vol. 82, no. 1, 06/08/2011, párrafo 1; figuras 2 y 4.	1-3
X	Beerten, j.; Van Hertem, d.; Belmans, r.: "VSC MTDC systems with a distributed DC voltage control - A power flow approach". In: 2011 IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, 15/09/2011, columna 3, párrafos 1-2.	1-3
X	CN106410870 A (UNIV ZHEJIANG; STATE GRID ZHEJIANG ELECTRIC POWER CO ECONOMIC TECHNICAL INST; STATE GRID CORP CHINA) 15/02/2017, resumen; figuras 1-5.	1-3
X	WO2014/072246 A1 (ALSTOM TECHNOLOGY LTD) 15/05/2014, figuras 1, 10 y 11.	1-3

Categoría de los documentos citados
X: de particular relevancia
Y: de particular relevancia combinado con otro/s de la misma categoría
A: refleja el estado de la técnica

O: referido a divulgación no escrita
P: publicado entre la fecha de prioridad y la de presentación de la solicitud
E: documento anterior, pero publicado después de la fecha de presentación de la solicitud

El presente informe ha sido realizado

☒ para todas las reivindicaciones

☐ para las reivindicaciones nº:

Fecha de realización del informe
18.02.2019

Examinador
Manuel Fluvía Rodríguez

Página
1/2

Documentación mínima buscada (sistema de clasificación seguido de los símbolos de clasificación)

H02J

Bases de datos electrónicas consultadas durante la búsqueda (nombre de la base de datos y, si es posible, términos de búsqueda utilizados)

INVENES, EPODOC, WPI, NPL