

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 703 524**

51 Int. Cl.:

H02J 3/38 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **15.08.2012 PCT/DK2012/050296**

87 Fecha y número de publicación internacional: **20.02.2014 WO14026689**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **15.08.2012 E 12750522 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **21.11.2018 EP 2920459**

54 Título: **Sistema de control de central de energía eólica, central de energía eólica que incluye sistema de control de central de energía eólica y método de control de central de energía eólica**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
11.03.2019

73 Titular/es:

**VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)
Hedeager 42
8200 Aarhus N, DK**

72 Inventor/es:

**BABAZADEH, MEHRDAD y
NAYEBI, KOUROUSH**

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 703 524 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 de control de central de energía eólica, central de energía eólica que incluye sistema de control de central de energía eólica y método de control de central de energía eólica

Campo de la invención

5 Realizaciones de la invención se refieren de manera general a un sistema de control de central de energía eólica y a un método de control de una central de energía eólica.

Antecedentes

10 En los últimos años, se ha prestado una mayor atención a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero generados al quemar combustibles fósiles. Una solución para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero es desarrollar fuentes renovables de energía. Particularmente, la energía derivada del viento ha demostrado ser una fuente de energía fiable y segura para el medio ambiente, que puede reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

15 La energía en el viento puede captarse mediante una turbina eólica, que es una máquina rotativa que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica, y la energía mecánica posteriormente en energía eléctrica. Una pluralidad de generadores de turbinas eólicas pueden disponerse conjuntamente en un parque eólico o central de energía eólica para generar suficiente energía para soportar una red eléctrica. Una central de energía eólica puede ubicarse en instalaciones terrestres o marítimas, y a menudo abarca amplias áreas geográficas. Cada generador de turbina eólica normalmente incluye o está conectado a un controlador de turbina eólica, y la central de energía eólica normalmente incluye un controlador central, a menudo denominado controlador de central eléctrica, controlador central o controlador maestro, operativamente acoplado a los controladores de turbinas eólicas de los generadores de turbinas eólicas individuales. El controlador de central eléctrica está dispuesto para recibir información desde los controladores de turbinas eólicas, por ejemplo en relación a los valores de medición y/o salida de potencia de los generadores de turbinas eólicas, y el controlador de central eléctrica está dispuesto para transmitir información a los generadores de turbinas eólicas, por ejemplo con el fin de obtener una salida solicitada de los generadores de turbinas eólicas.

20 La solicitud de patente publicada US 2011/204635 A1 da a conocer un sistema y método para su uso en controlar una salida de potencia de una turbina eólica mediante un controlador de turbina eólica. El método incluye determinar una velocidad de viento predicha para la turbina eólica, determinar una salida de potencia actual de la turbina eólica, y determinar una salida de potencia predicha de la turbina eólica utilizando la velocidad de viento predicha. El método también incluye comparar la salida de potencia actual de la turbina eólica con la salida de potencia predicha de la turbina eólica y ajustar la salida de potencia de la turbina eólica basándose en la comparación de la salida de potencia actual de la turbina eólica y la salida de potencia predicha de la turbina eólica.

35 Además, la solicitud de patente publicada US 2012/143537 A1 da a conocer un método de cálculo de una salida eléctrica de una central de energía eólica que comprende una pluralidad de turbinas eólicas. En lugar de calcular la salida eléctrica de la central de energía eólica como una simple agregación de las salidas de cada turbina eólica, el método tiene en cuenta parámetros que pueden variar de manera estocástica a lo largo de la central de energía eólica, por ejemplo ángulo de paso, rigidez del tren de accionamiento, producciones posibles diferentes con respecto a efectos reactivos y activos, propiedades de componentes mecánicos así como variabilidad en relación a tiempos de comunicación entre un controlador de central eléctrica y las turbinas eólicas individuales. El método propone realizar ajustes en un método de cálculo de agregación simple basándose en el análisis de tales parámetros estocásticos variables.

40 La solicitud de patente publicada US 2010/312409 A1 muestra un ejemplo adicional de un sistema y método para controlar una turbina eólica.

45 Estos factores habitualmente hacen que sea necesario proporcionar una serie de interconexiones en red y tecnologías de comunicación para monitorizar y controlar las instalaciones de generación de electricidad de energía eólica.

50 En una central de energía eólica con una pluralidad de generadores de turbinas eólicas, el interés ha pasado de los puntos de conexión de generador de turbina eólica por separado al punto de conexión de la central de energía eólica central, a menudo denominado "punto de acoplamiento común". Un factor limitativo cuando se realiza control central de una central de energía eólica con varios generadores de turbinas eólicas es el tiempo que se tarda en recopilar y acondicionar la información de los generadores de turbinas eólicas individuales, transmitir la información al controlador central o controlador de central eléctrica y distribuir datos de control, por ejemplo nuevos puntos de ajuste de potencia activa o reactiva del controlador de central eléctrica a los controladores de turbinas eólicas.

Sumario de la invención

55 Realizaciones de la invención se refieren de manera general a un sistema de control de central de energía eólica, a

una central de energía eólica que incluye un sistema de control de central de energía eólica y a un método para controlar una central de energía eólica según las reivindicaciones 1, 6 y 11.

Otras características son inherentes a los métodos y producto dados a conocer o serán evidentes a los expertos en la técnica a partir de la siguiente descripción y los dibujos adjuntos.

5 Breve descripción de los dibujos

Se explican realizaciones de la presente invención, a modo de ejemplo, y con referencia a los dibujos adjuntos. Debe observarse que los dibujos adjuntos sólo ilustran ejemplos de realizaciones de esta invención y, por tanto, no deben considerarse limitativos de su alcance, ya que la invención puede admitir otras realizaciones igualmente efectivas.

- 10 La figura 1 ilustra una vista simplificada de una central de energía eólica;
- las figuras 2 a 4 ilustran vistas esquemáticas de un sistema de control de central de energía eólica según la invención; y
- la figura 5 ilustra un diagrama de flujo de un método según la invención.

Descripción detallada

- 15 A continuación, se hace referencia a realizaciones de la invención. Sin embargo, debe entenderse que la invención no se limita a las realizaciones descritas específicas. En su lugar se contempla, cualquier combinación de las siguientes características y elementos, tanto si se refieren a realizaciones diferentes como si no, para implementar y poner en práctica la invención. A lo largo de las figuras, se pretende que signos de referencia similares indiquen entidades similares.

- 20 Además, en diversas realizaciones la invención proporciona múltiples ventajas con respecto a la técnica anterior. Sin embargo, aunque realizaciones de la invención pueden lograr ventajas con respecto a otras posibles soluciones y/o con respecto a la técnica anterior, no es limitativo de la invención si una ventaja particular se logra mediante una realización dada o no. Por tanto, los siguientes aspectos, características, realizaciones y ventajas son meramente ilustrativos y no se consideran elementos o limitaciones de las reivindicaciones adjuntas excepto cuando se
- 25 mencionen explícitamente en una(s) reivindicación/reivindicaciones. Del mismo modo, la referencia a "la invención" no debe interpretarse como una generalización de ningún objeto inventivo dado a conocer en el presente documento y no debe considerarse como un elemento o limitación de las reivindicaciones adjuntas excepto cuando se mencione explícitamente en una(s) reivindicación/reivindicaciones.

- 30 Antes de pasar a la descripción detallada de realizaciones basándose en los dibujos, se comentarán algunos elementos un generales más de las realizaciones.

- Una realización de la invención proporciona un sistema de control de central de energía eólica dispuesto para controlar uno o más generadores de turbinas eólicas en una central de energía eólica. El sistema de control de central de energía eólica comprende un controlador de central eléctrica y una unidad de modelización, estando la
- 35 unidad de modelización operativamente acoplada al controlador de central eléctrica. El controlador de central eléctrica está dispuesto para determinar señales de referencia para enviar al uno o más generadores de turbinas eólicas. La unidad de modelización está dispuesta para calcular valores estimados de parámetros de salida eléctricos del uno o más generadores de turbinas eólicas, y emitir dichos valores estimados al controlador de central eléctrica. Los valores estimados de dichos parámetros de salida eléctricos se usan por el controlador de central eléctrica en la determinación de dichas señales de referencia. El controlador de central eléctrica está dispuesto para
- 40 enviar las señales de referencia determinadas al uno o más generadores de turbinas eólicas.

El sistema de central de energía eólica según la invención comprende un controlador de central eléctrica y una unidad de modelización. El controlador de central eléctrica y la unidad de modelización pueden ser parte de una misma unidad de procesamiento, o pueden ser unidades independientes que están operativamente acopladas entre sí.

- 45 Las señales de referencia para enviar desde el controlador de central eléctrica al uno o más generadores de turbinas eólicas pueden ser señales de referencia individuales, es decir el uno o más generadores de turbinas eólicas pueden recibir señales de referencia diferentes, o señales de referencia comunes o iguales enviadas a cada uno del uno o más generadores de turbinas eólicas.

- Se pretende que el término "parámetros de salida eléctricos" indique cualquier parámetro relevante en relación a la salida eléctrica del generador de turbina eólica. Los parámetros de salida eléctricos pueden incluir, por ejemplo,
- 50 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia de una señal eléctrica, tensión y/o amperaje de la salida eléctrica del uno o más generadores de turbinas eólicas.

La unidad de modelización está dispuesta para calcular valores estimados de parámetros de salida eléctricos del uno o más generadores de turbinas eólicas, y emitir dichos valores estimados al controlador de central eléctrica, y el

controlador de central eléctrica está dispuesto para usar dichos valores estimados en la determinación de las señales de referencia que van a enviarse al uno o más generadores de turbinas eólicas. Por este medio, es posible evitar un bucle de control en el que se retardan señales de medición sobre los parámetros de salida eléctricos del uno o más generadores de turbinas eólicas debido a acondicionamiento de señal y retardos de comunicación. El acondicionamiento de señal se produce, por ejemplo, con el fin de evitar ruido y/o para realizar bucles de control internos de turbina eólica, y en el que los retardos de comunicación se producen debido al tiempo de transmisión desde el uno o más generadores de turbinas eólicas al controlador de central eléctrica. Una ventaja del sistema de la invención es que puede obtenerse un bucle de control más rápido. Un bucle de control más rápido puede proporcionar a una central de energía eólica una mayor robustez, reacción más rápida y en la que pueden evitarse oscilaciones de potencia ya que las respuestas rápidas pueden realizarse de manera más precisa, por ejemplo sin rebasamiento. Por tanto, puede proporcionarse una central de energía eólica con más estabilidad, respuestas más rápidas y/o un mayor rendimiento.

En una realización del sistema de control de central de energía eólica, el controlador de central eléctrica también está dispuesto para enviar las señales de referencia a la unidad de modelización, y la unidad de modelización está dispuesta para calcular dichos valores estimados basándose al menos en parte en dichas señales de referencia del controlador de central eléctrica. Por este medio, señales de referencia similares a las enviadas al uno o más generadores de turbinas eólicas también se envían a la unidad de modelización. Por tanto, la unidad de modelización recibe señales de referencia actualizadas y puede usar estas señales de referencia actualizadas para proporcionar los valores estimados de los parámetros de salida eléctricos desde el uno o más generadores de turbinas eólicas basándose en las señales de referencia actualizadas.

La unidad de modelización del sistema de control de central de energía eólica puede estar dispuesta para recibir valores medidos de dichos parámetros de salida eléctricos desde los generadores de turbinas eólicas, y la unidad de modelización puede comprender un comparador dispuesto para generar una señal de error de estimación indicativa de la diferencia entre dichos valores medidos y dichos valores estimados de los parámetros de salida eléctricos. La unidad de modelización puede usar esta señal de error de estimación para actualizar el modelo usado por la unidad de modelización para estimar los valores de los parámetros de salida eléctricos. Transmitir valores medidos de los parámetros de salida eléctricos a la unidad de modelización hace posible que la unidad de modelización los compare con los valores estimados generados correspondientes, y por tanto actualizar el modelo en caso de discrepancias. Por este medio, se mejora la precisión de los valores estimados que van a generarse mediante la unidad de modelización.

En el sistema de control de central de energía eólica, los valores medidos de dichos parámetros de salida eléctricos del uno o más generadores de turbinas eólicas se transmiten a una primera tasa de muestreo, y la unidad de modelización está dispuesta para emitir los valores estimados a una segunda tasa de muestreo, siendo la segunda tasa de muestreo mayor que la primera tasa de muestreo. Ventajosamente, la segunda tasa de muestreo puede ser al menos de un orden de magnitud mayor que la primera tasa de muestreo. Normalmente, la primera tasa de muestreo se determina mediante el tiempo usado para el acondicionamiento de señal dentro del uno o más generadores de turbinas eólicas, por ejemplo filtrado, promediado de señal, así como tiempo de comunicación desde el uno o más generadores de turbinas eólicas al sistema de control de central de energía eólica. La segunda tasa de muestreo puede ser sustancialmente mayor que la primera tasa de muestreo, que corresponde a un tiempo de muestreo sustancialmente menor, ya que un tiempo de cálculo ocupa el lugar de acondicionamiento de señal, en el que normalmente el tiempo de cálculo es sustancialmente menor que el tiempo de acondicionamiento de señal, y ya que el tiempo de comunicación puede ser sustancialmente menor, porque la unidad de modelización puede colocarse en las inmediaciones de o puede incluso integrarse en el controlador de central eléctrica. Como ejemplo, el primer tiempo de muestreo puede ser del orden de 1-2 segundos, correspondiente a una tasa de muestreo de 0,5-1 Hz, mientras que el segundo tiempo de muestreo es del orden de 100 milisegundos, correspondiente a un tiempo de muestreo del orden de 10 Hz.

Las señales de referencia determinadas por el controlador de central eléctrica de sistema de control de central de energía eólica pueden ser señales de referencia sobre potencia activa (P) y/o potencia reactiva (Q). Por este medio, el bucle de P y/o Q de un controlador de central eléctrica y generadores de turbinas eólicas conectados se emulan mediante el sistema de control de central de energía eólica de la invención. Sin embargo, debe observarse que las señales de referencia determinadas por el controlador de central eléctrica y enviadas a uno o más generadores de turbinas eólicas pueden ser cualquier señal de referencia relevante, por tanto además de, o como alternativa a, señales de referencia sobre potencia activa y/o potencia reactiva, señales de referencia sobre factor de potencia, frecuencia u otras características relevantes de potencia en relación a la salida eléctrica desde los generadores de turbinas eólicas individuales.

La unidad de modelización puede comprender un modelo eléctrico del uno o más generadores de turbinas eólicas (WTG) de una central de energía eólica y la red eléctrica dentro de la central de energía eólica. Alternativamente, la unidad de modelización puede comprender un modelo agregado de la central de energía eólica. Un modelo eléctrico de los generadores de turbinas eólicas individuales y la red eléctrica dentro de la central de energía eólica puede proporcionar una gran precisión en el cálculo de los valores estimados de parámetros de salida eléctricos del uno o más generadores de turbinas eólicas, mientras que un modelo agregado de la central de energía eólica, a saber los generadores de turbinas eólicas, la red dentro de la central de energía eólica así como cualquier otro componente

relevante de la central de energía eólica, puede proporcionar un menor tiempo de cálculo, correspondiente a una mayor tasa de muestreo/un menor tiempo de muestreo.

El método de la invención conlleva características y ventajas similares tal como se describe en relación con el sistema de control de central de energía eólica.

5 Lo siguiente es una descripción detallada de realizaciones de la invención representadas en los dibujos adjuntos. Las realizaciones son ejemplos y están detalladas para comunicar la invención con claridad. Sin embargo, no se pretende que la cantidad de detalles ofrecidos limite las variaciones anticipadas de realizaciones; sino que al contrario, la intención es cubrir todas las modificaciones, equivalencias y alternativas que se encuentren dentro de la esencia y alcance de la presente invención tal como se define mediante las reivindicaciones adjuntas.

10 La figura 1 ilustra una vista simplificada de una central de energía eólica 10. El parque eólico a modo de ejemplo 10 de la figura 1 tiene una pluralidad de generadores de turbinas eólicas 1; sin embargo, debido a la simplicidad de la figura sólo se muestra un generador de turbina eólica 1 en la figura 1. El número de generadores de turbinas eólicas 1 en la central de energía eólica puede ser cualquier número apropiado, por ejemplo cualquier número entre 2 y centenas, por ejemplo 10, 20, 50 ó 100 generadores de turbinas eólicas. La central de energía eólica 1 puede comprender opcionalmente un equipo de compensación 2 dispuesto para proporcionar potencia reactiva además de potencia reactiva generada por los generadores de turbinas eólicas. El equipo de compensación puede ser un compensador estático síncrono (STATCOM), un compensador estático de VAR (SVC), tal como un condensador de conmutación mecánica, o cualquier otro dispositivo dispuesto para soportar la red eléctrica y/o proporcionar potencia reactiva.

20 Cada generador de turbina eólica 1 tiene un rotor con palas de rotor soportadas rotativamente en una góndola que está montada en una torre. El rotor está dispuesto para accionar un generador. La corriente eléctrica producida por el generador puede convertirse mediante un convertidor en una corriente adaptada a la frecuencia de red fijada, por ejemplo mediante un convertidor a escala completa o un convertidor de un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG). El convertidor permite que se produzca corriente con una fase arbitraria, según se desee, con respecto a la tensión de red, permitiendo así que se produzca potencia reactiva variable. El convertidor también permite variar la amplitud de tensión producida dentro de ciertos límites. Cada generador de turbina eólica tiene un controlador local que ordena al generador de turbina eólica producir electricidad con una fase y tensión específicas.

30 Cada generador de turbina eólica 1 tiene terminales en los que el generador de turbina eólica emite la energía eléctrica producida. Los generadores de turbinas eólicas 1 del parque eólico 10 están eléctricamente conectados a un punto de acoplamiento común (PCC) 17 mediante una red interna del parque eólico 11. La red interna tiene una estructura de tipo árbol en la que los generadores de turbinas eólicas 1 o, más específicamente, los terminales de los generadores de turbinas eólicas individuales, forman las hojas del árbol, y el punto de acoplamiento común (PCC) 17 forma la raíz del árbol. La red interna es normalmente una red de tensión media, y la salida eléctrica de los generadores de turbinas eólicas 1 se transforma en una alta tensión mediante el transformador 12 ubicado aguas abajo del punto de acoplamiento común (PCC) 17.

35 El punto de acoplamiento común PCC 17 es el punto en el que el parque eólico está eléctricamente conectado a la red de suministro (no mostrada en la figura 1), más específicamente a un ramal externo que conduce a la red de suministro. Para un parque eólico marítimo, el ramal externo puede ser una línea submarina que conecta el parque eólico 10 a la red de suministro en tierra.

40 El parque eólico 10 está equipado con un sistema de control de central de energía eólica 15. El sistema de control de central de energía eólica 15 se comunica con los controladores de generadores de turbinas eólicas individuales 1 a través de una red de control 23. La red de control 23 está implementada, por ejemplo, como un sistema de bus, es decir un bus CAN o un bus Ethernet. En la figura 1, las líneas de control están trazadas como líneas discontinuas para distinguirlas de las líneas de red energética 11 y líneas de medición 13 trazadas como líneas continuas.

45 El sistema de control de central de energía eólica WPPCS 15 tiene diversas entradas, dos de las cuales se ilustran en la figura 1. Una de las entradas es una entrada de control externa 19 a través de la cual una entidad externa, por ejemplo, un operador de red de suministro, puede proporcionar información de prescripción o de solicitud relativa a la electricidad que va a suministrarse mediante la central de energía eólica 10. Por ejemplo, el operador de red eléctrica puede pedir que la central de energía eólica 10 suministre una cierta tensión V o cantidad de potencia reactiva Q en el PCC 17. Otras solicitudes del operador de red de suministro pueden ser un límite superior de la potencia activa producida por el parque eólico 10, por ejemplo en el caso de una sobrefrecuencia en la red de suministro. La señal de información para la entrada de control externa 19 no es necesariamente una señal de solicitud; en algunas realizaciones es un parámetro funcional que define la respuesta del controlador central a parámetros medidos en el parque eólico 10. Por ejemplo, en algunas realizaciones es la pendiente de una función de dispersión que define un mapeo de tensión medida a potencia reactiva que va a producirse. Además, una entrada de control externa puede recibirse desde un sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) 16.

50 La segunda entrada al sistema de control de central de energía eólica WPPCS 15 ilustrada en la figura 1 es una entrada de medición central obtenida desde un punto de medición 14 y transmitida a través de las líneas de

medición 13. La señal de la segunda entrada es, por ejemplo, una señal que representa la tensión y/o potencia reactiva medida en el punto de medición 14, que puede estar, por ejemplo, en el PCC 17. Alternativamente, el punto de medición 14 en el que se miden la tensión y/o potencia reactiva puede estar aguas arriba del PCC 17 en la red interna, o aguas abajo del PCC 17.

5 El sistema de control de central de energía eólica WPPCS 15 tiene una salida de referencia a la red de control 23.

Los controladores de generadores de turbinas eólicas locales tienen diversas entradas. Una de las entradas es una entrada de referencia de la red de control. La segunda entrada es una entrada de medición local. La señal que representa la entrada de medición local puede ser la tensión y/o potencia reactiva medida en los terminales de la turbina eólica asociada 1.

10 Tanto el sistema de control de central de energía eólica 15 como los controladores de generadores de turbinas eólicas locales pueden ser controladores de retroalimentación que comparan dos entradas y producen una señal de control basándose en la diferencia entre las dos entradas.

15 La red de control 23 es una red bidireccional que permite la comunicación en ambos sentidos entre el sistema de control de central de energía eólica 15 y los controladores de generadores de turbinas eólicas individuales 1. Por ejemplo, el sentido de enlace descendente (es decir el sentido desde el sistema de control de central de energía eólica 15 a los controladores de generadores de turbinas eólicas individuales 1) puede usarse para enviar valores de referencia, por ejemplo, para tensión y/o potencia reactiva, desde el sistema de control de central de energía eólica 15 a los generadores de turbinas eólicas individuales 1. El sentido de enlace ascendente puede usarse por los generadores de turbinas eólicas 1 para devolver información sobre su estado de funcionamiento actual, por ejemplo sobre la cantidad de potencia activa producida actualmente, al sistema de control de central de energía eólica 15.

20 La salida de referencia por el sistema de control de central de energía eólica 15 es, en algunas realizaciones, un valor de referencia común a todos los generadores de turbinas eólicas 1. En estas realizaciones, se pide que todas las turbinas eólicas 1 del parque eólico 10 produzcan la misma tensión o potencia reactiva, según el valor de referencia común. En otras realizaciones, los generadores de turbinas eólicas 1 reciben valores de referencia individuales desde el sistema de control de central de energía eólica 15. Por ejemplo, cuando algunos de los generadores de turbinas eólicas 1 han informado al sistema de control de central de energía eólica 15 de que están funcionando a potencia nominal mientras que otras turbinas eólicas 1 han informado al sistema de control de central de energía eólica 15 de que están funcionando a carga parcial (es decir por debajo de la potencia nominal), el sistema de control de central de energía eólica 15 puede hacer uso de un margen de corriente que aún queda en el convertidor de los generadores de turbinas eólicas de carga parcial 1 pidiéndoles, por ejemplo, que produzcan más potencia reactiva que los generadores de turbinas eólicas que funcionan a potencia nominal.

25 La central de energía eólica 10 puede estar conectada a un sistema SCADA (supervisión, control y adquisición de datos) 16 dispuesto para monitorizar y/o controlar la central de energía eólica. El sistema SCADA puede proporcionar entradas al sistema de control de central de energía eólica 15 y puede recibir entradas desde los generadores de turbinas eólicas 1.

30 En la figura 1, el sistema SCADA 16 y la unidad de compensación 2 se muestran con líneas discontinuas con el fin de indicar que son opcionales.

35 Las figuras 2-4 ilustran vistas esquemáticas de un sistema de control de central de energía eólica según la invención junto con N turbinas eólicas 1 ($WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$) conectadas a un punto de acoplamiento común 17 por medio de líneas eléctricas 11.

El sistema de control de central de energía eólica 15 de la figura 2 comprende un controlador de central eléctrica 25 y una unidad de modelización 26. Aunque el controlador de central eléctrica 25 y la unidad de modelización 26 se muestran como dos entidades separadas, debe observarse que la unidad de modelización 26 puede ser una parte de, o integrarse en, el controlador de central eléctrica 25.

40 El controlador de central eléctrica 25 está dispuesto para crear señales de referencia $\tilde{u}_1, \dots, \tilde{u}_n$ y para enviar las señales de referencia $\tilde{u}_1, \dots, \tilde{u}_n$ a los N generadores de turbinas eólicas $WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$ de la central de energía eólica 10, de tal forma que se envía una señal de referencia \tilde{u}_j al j-ésimo generador de turbina eólica WTG_j . Los N generadores de turbinas eólicas $WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$ están dispuestos para suministrar su salida eléctrica a una red eléctrica conectada al punto de acoplamiento común 17 a través de la red de energía eléctrica 11.

45 Desde, por ejemplo, un operador de red de suministro o un sistema SCADA, el controlador de central eléctrica 25 recibe un punto de ajuste, por ejemplo un punto de ajuste P_{set} en relación a la potencia activa que va a emitirse desde la central de energía eólica 10. El controlador de central eléctrica también recibe como entrada valores estimados $\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n$ sobre los parámetros de salida eléctricos desde los generadores de turbinas eólicas $WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$, en el que los valores estimados $\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n$ se determinan mediante la unidad de modelización 26, y en el que un valor estimado \hat{y}_j se refiere a valores estimados desde el j-ésimo generador de turbina eólica WTG_j . Basándose al menos en los valores estimados $\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n$ del parámetro de salida eléctrica de los generadores de turbinas eólicas $WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$ y el punto de ajuste de potencia P_{set} , el controlador de central eléctrica 25

- determina los valores de control o señales de referencia $\tilde{u}_1, \dots, \tilde{u}_n$ para los N generadores de turbinas eólicas $WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$ de la central de energía eólica 10 y envía los valores de control o señales de referencia $\tilde{u}_1, \dots, \tilde{u}_n$ a los N generadores de turbinas eólicas $WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$ de la central de energía eólica 10. En la figura 2, la red de comunicación en la que se envían los valores de control o señales de referencia $\tilde{u}_1, \dots, \tilde{u}_n$ y los valores de estimación $\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n$ se muestra en una línea de puntos, mientras que la red de energía eléctrica 11 se traza en una línea continua. Aunque ni la figura 2 ni la 3 dan a conocer unidades de compensación, se observa que si tales unidades de compensación se incluyen en la central de energía eólica 10, las simulaciones o cálculos que se llevan a cabo mediante la unidad de modelización 26 pueden incluir la estimación de la contribución de tales unidades de compensación.
- Debe observarse que aunque la figura 2 muestra que el punto de ajuste recibido por el sistema de control de central de energía eólica 15 y por tanto por el controlador de central eléctrica 25 es un punto de ajuste en relación con la potencia activa, puede introducirse cualquier otro punto de ajuste relevante en el controlador de central eléctrica, por ejemplo un punto de ajuste sobre potencia reactiva, un punto de ajuste de factor de potencia.
- El modelo usado por la unidad de modelización 26 con el fin de determinar los valores estimados $\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n$ del parámetro de salida eléctrica desde los generadores de turbinas eólicas $WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$ puede ser cualquier modelo apropiado que simule el comportamiento del generador de turbina eólica, cualquier retardo debido al acondicionamiento de señal y comunicación. Tal acondicionamiento de señal puede incluir cálculo de promedios móviles y/o promedios en general. El modelo también puede incluir la simulación de la red eléctrica dentro de la central de energía eólica.
- La figura 3 ilustra una vista esquemática de un sistema de control de central de energía eólica 15' según la invención junto con N turbinas eólicas 1, indicadas por WTG_1, \dots, WTG_n , conectadas a un punto de acoplamiento común PCC 17 por líneas eléctricas 11. El sistema de control de central de energía eólica 15' tiene muchos componentes en común con el sistema de control de central de energía eólica 15 mostrado en la figura 2. Se pretende que signos de referencia similares indiquen entidades similares. Las entidades mostradas en la figura 3 pero ya descritas en relación a la figura 2 no se describirán de nuevo en detalle.
- Tal como se describió en relación a la figura 2, el sistema de control de central de energía eólica 15' comprende un controlador de central eléctrica 25 y una unidad de modelización 26. La figura 3 muestra que la unidad de modelización 26 comprende un bloque de modelización de generador de turbina eólica 26a que incluye modelos de turbina eólica para el uno o más generadores de turbinas eólicas 1 de la central de energía eólica 10 así como un bloque de acondicionamiento 26b. Los valores estimados $\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n$ del parámetro de salida eléctrica de los generadores de turbinas eólicas $WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$ se emiten desde el bloque de modelización de generador de turbina eólica 26a. Estos valores estimados $\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n$ se envían desde el bloque de modelización de generador de turbina eólica 26a al controlador de central eléctrica. Los valores estimados también se envían al bloque de acondicionamiento 26b (mostrado en la figura 3 como referencia \hat{y}_i). El bloque de acondicionamiento 26b estima la influencia de retardos en la central de energía eólica 1 sobre los valores estimados $\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n$, debido, por ejemplo, a acondicionamiento y/o retardos de comunicación, que dan como resultado valores estimados retardados \hat{y}_{di} . Se pretende que el signo de referencia \hat{y}_{di} indique una pluralidad de valores estimados retardados $\hat{y}_{d1}, \hat{y}_{d2}, \hat{y}_{d3}, \dots, \hat{y}_{dn}$, uno para cada una de las n turbinas eólicas WTG_1 a WTG_n . Estos valores estimados retardados \hat{y}_{di} se emiten desde el bloque de acondicionamiento 26b a una unidad de comparador 27.
- La unidad de comparador 27 también recibe señales medidas y_{md1}, \dots, y_{mdn} de los generadores de turbinas eólicas 1. Cada una de las señales y_{md1}, \dots, y_{mdn} proviene de un generador de turbina eólica correspondiente WTG_1 a WTG_n , de tal forma que la señal y_{mdj} proviene del j-ésimo generador de turbina eólica WTG_j . Tal como se indica en el bloque 1 de la figura 3, la señal medida sin procesar y_{mj} del j-ésimo generador de turbina eólica WTG_j se acondiciona en un bloque de acondicionamiento, y el resultado enviado a la unidad de modelización 26 del sistema de control de central de energía eólica 15' es una señal acondicionada y retardada (debido a tiempos de comunicación dentro de la central de energía eólica) indicada por el término $y_{md1}, \dots, y_{mdn}/y_{mdj}$, en el que las señales y_{md1}, \dots, y_{mdn} son señales medidas desde los generadores de turbinas eólicas WTG_1 a WTG_n , influidas por el acondicionamiento y retardo inherentes en la central de energía eólica.
- La unidad de comparador 27 está dispuesta para comparar los valores estimados retardados \hat{y}_{di} con señales medidas retardadas acondicionadas y_{md1}, \dots, y_{mdn} desde los generadores de turbinas eólicas 1, dando como resultado una señal de error ϵ . La señal de error ϵ se emite desde la unidad de comparador 27 al bloque de modelización de generador de turbina eólica 26a, haciendo posible realizar una comprobación de plausibilidad del modelo. Cualquier perturbación del modelo con respecto al rendimiento real de turbina eólica se detecta mediante la señal de error de estimación ϵ . Por este medio, el modelo usado por el bloque de modelización de generador de turbina eólica 26a puede actualizarse a la tasa de medición de parámetros de salida eléctricos desde los generadores de turbinas eólicas, por ejemplo cada segundo.
- En la figura 3 se muestra un conmutador 28, que indica que las señales medidas y_{md1}, \dots, y_{mdn} desde los generadores de turbinas eólicas 1 pueden introducirse directamente en el controlador de central eléctrica 25 en lugar de la unidad de modelización 26. Esto corresponderá a evitar la unidad de modelización.

Solamente como ejemplo, las tasas de muestreo implicadas en el sistema de control de central de energía eólica 15' y los generadores de turbinas eólicas 1 mostrados en la figura 3a pueden ser de la siguiente manera:

- Los valores estimados $\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n$ del parámetro de salida eléctrica desde los generadores de turbinas eólicas WTG_1, \dots, WTG_n se emiten desde el bloque de modelización de generador de turbina eólica 26a cada 100 ms

5 - El controlador de central eléctrica 25 trabajará con un tiempo de bucle correspondiente, 100 ms, y, por consiguiente, enviará señales de referencia $\tilde{u}_1, \dots, \tilde{u}_n$ a los N generadores de turbinas eólicas 1 (WTG_1, \dots, WTG_n) de la central de energía eólica 10.

- Los datos medidos (y_{md1}, \dots, y_{mdn}) se envían cada 1 segundo desde los generadores de turbinas eólicas a la unidad de modelización 26.

10 - El modelo de turbina eólica del bloque de modelización de generador de turbina eólica 26a se actualiza cada 1 segundo para garantizar la correcta estimación para las próximas 10 etapas intermedias con una tasa de muestreo de 100 ms.

La figura 4 ilustra otra vista esquemática de un sistema de control de central de energía eólica 15'' según la invención junto con N turbinas eólicas 1, indicadas por WTG_1, \dots, WTG_n , conectadas a un punto de acoplamiento común 17. El sistema de control de central de energía eólica 15'' difiere del sistema de control de central de energía eólica 15' debido a diferencias entre la unidad de modelización 26 de la figura 3 y la unidad de modelización 26' mostradas en la figura 3. Las características en común con el sistema de control de central de energía eólica 15' mostrado en la figura 2 y/o el sistema de control de central de energía eólica 15' mostrado en la figura 3 no se describirán de nuevo en detalle.

20 La unidad de modelización 26' comprende un bloque de modelización de central de energía eólica 26c así como un bloque de acondicionamiento 26d. Mientras que el bloque de modelización de generador de turbina eólica 26a de la figura 3 incluye modelos de turbina eólica para el uno o más generadores de turbinas eólicas 1 de la central de energía eólica 10, el bloque de modelización de central de energía eólica incluye un modelo agregado para la central de energía eólica en su conjunto, es decir para los generadores de turbinas eólicas $WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$ en su conjunto. En el caso en el que la unidad de modelización 26 determina señales de referencia ($\tilde{u}_1, \dots, \tilde{u}_n$) sobre potencia reactiva, el modelo agregado tiene en cuenta el equipo de compensación, tal como STATCOM.

25 Un valor agregado estimado $\Sigma \hat{y}_i$ para el parámetro de salida eléctrica de todos los generadores de turbinas eólicas $WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$ de la central de energía eólica 10 se emite desde el bloque de modelización de generador de turbina eólica 26c. Este valor estimado agregado $\Sigma \hat{y}_i$ se envía desde el bloque de modelización de central de energía eólica 26c al controlador de central eléctrica 25. El valor estimado agregado $\Sigma \hat{y}_i$ también se envía al bloque de acondicionamiento 26d. El bloque de acondicionamiento 26d estima la influencia de retardos en la central de energía eólica 1 sobre los valores agregados estimados $\Sigma \hat{y}_i$ debido, por ejemplo, a acondicionamiento y/o retardos de comunicación, que dan como resultado un valor agregado estimado retardado $\Sigma \hat{y}_{di}$. Este valor agregado estimado retardado $\Sigma \hat{y}_{di}$ se emite desde el bloque de acondicionamiento 26d a una unidad de comparador 27.

30 Tal como se indica en el bloque 1 de la figura 4, la señal medida sin procesar y_{mj} desde el j-ésimo generador de turbina eólica WTG_j se acondiciona en un bloque de acondicionamiento, y el resultado emitido desde los N generadores de turbinas eólicas es una señal acondicionada, retardada (debido a tiempos de comunicación dentro de la central de energía eólica) y agregada indicada por el término Σy_{mdi} , que es un valor agregado de las señales medidas y_{md1}, \dots, y_{mdn} desde los generadores de turbinas eólicas WTG_1 a WTG_n , influido por el acondicionamiento y retardo inherentes en la central de energía eólica. Debe observarse que la agregación de las señales medidas y_{md1}, \dots, y_{mdn} puede tener lugar en el sistema de control de central de energía eólica 15''.

35 La unidad de comparador 27 del sistema de control de central de energía eólica 15'' recibe las señales medidas agregadas Σy_{mdi} desde los generadores de turbinas eólicas 1 de la central de energía eólica 10. La unidad de comparador 27 está dispuesta para comparar los valores agregados estimados retardados $\Sigma \hat{y}_{di}$ con señales medidas agregadas Σy_{mdi} desde la central de energía eólica, dando como resultado una señal de error ϵ' . La señal de error ϵ' se emite desde la unidad de comparador 27 al bloque de modelización de generador de turbina 26c, haciendo posible realizar una comprobación de plausibilidad del modelo. Cualquier perturbación del modelo con respecto al rendimiento real de turbina eólica se detecta mediante la señal de error de estimación ϵ' . Por este medio, el modelo usado por el bloque de modelización de generador de turbina eólica 26c puede actualizarse a la tasa de medición de parámetros de salida eléctricos desde los generadores de turbinas eólicas, por ejemplo cada segundo.

40 La figura 5 ilustra un diagrama de flujo de un método 100 según la invención. El método 100 se refiere a controlar una central de energía eólica que comprende uno o más generadores de turbinas eólicas $WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$. Un sistema de control de central de energía eólica 15, 15' o 15'' comprende un controlador de central eléctrica 25 y una unidad de modelización 26; 26', en el que la unidad de modelización 26; 26' está operativamente acoplada al controlador de central eléctrica 25 (véanse las figuras 2-4 y la descripción de las mismas anteriormente).

55 El método comienza en la etapa 101 y continua hacia la etapa 102, en la que la unidad de modelización 26; 26' calcula valores estimados de parámetros de salida eléctricos desde el uno o más generadores de turbinas eólicas.

En una etapa posterior 103, la unidad de modelización 26; 26' emite los valores estimados al controlador de central eléctrica.

5 En la etapa 104, en el controlador de central eléctrica se determinan, mediante el uso de dichos parámetros de salida eléctricos, señales de referencia para enviar al uno o más generadores de turbinas eólicas. El método también puede incluir (no mostrado en la figura 5) una etapa de envío real de señales de referencia desde el controlador de central eléctrica a las turbinas eólicas individuales.

El método finaliza en la etapa 107.

10 El método 100 puede incluir adicionalmente las etapas de enviar las señales de referencia desde el controlador de central eléctrica a la unidad de modelización, y, en la unidad de modelización, calcular dichos valores estimados basándose al menos en parte en dichas señales de referencia del controlador de central eléctrica.

15 La etapa 102 puede incluir que la unidad de modelización reciba valores medidos de dichos parámetros de salida eléctricos desde el uno o más generadores de turbinas eólicas de la central de energía eólica, y que una unidad de comparador de la unidad de modelización genere una señal de error de estimación indicativa de la diferencia entre los valores medidos y los valores estimados de los parámetros de salida eléctricos. La unidad de modelización actualiza el modelo usado para estimar los valores de los parámetros de salida eléctricos por medio de la señal de error de estimación.

20 En el método 100, los valores medidos de los parámetros de salida eléctricos desde el uno o más generadores de turbinas eólicas pueden transmitirse a una primera tasa de muestreo, y la unidad de modelización puede estar dispuesta para emitir los valores estimados a una segunda tasa de muestreo, siendo la segunda tasa de muestreo mayor que la primera tasa de muestreo.

Las señales de referencia determinadas por el controlador de central eléctrica pueden ser, por ejemplo, señales de referencia sobre potencia activa, potencia reactiva y/o cualquier otro parámetro eléctrico apropiado.

25 El modelo usado por la unidad de modelización puede ser un modelo eléctrico del uno o más generadores de turbinas eólicas de una central de energía eólica y la red eléctrica dentro de la central de energía eólica o un modelo agregado de la central de energía eólica.

30 Aunque se ha ilustrado la invención mediante una descripción de diversas realizaciones y aunque estas realizaciones se han descrito con gran detalle, el solicitante no pretende restringir o limitar en modo alguno el alcance de las reivindicaciones adjuntas a esos detalles. Ventajas y modificaciones adicionales resultarán fácilmente evidentes para los expertos en la técnica. Por tanto, la invención en sus aspectos más amplios no se limita a los detalles específicos, métodos representativos y ejemplos ilustrativos mostrados y descritos. Por consiguiente, pueden realizarse desviaciones de tales detalles sin apartarse del alcance del concepto inventivo general del solicitante.

REIVINDICACIONES

1. Un sistema de control de central de energía eólica (15; 15'; 15'') dispuesto para controlar uno o más generadores de turbinas eólicas (WTG₁, WTG₂,..., WTG_n) en una central de energía eólica (10),
 - 5 - en el que el sistema de control de central de energía eólica (15; 15'; 15'') comprende un controlador de central eléctrica (25) y una unidad de modelización (26; 26'), estando la unidad de modelización (26; 26') operativamente acoplada al controlador de central eléctrica (25),
 - 10 - en el que la unidad de modelización (26; 26') usa un modelo para estimar valores de parámetros de salida eléctricos desde el uno o más generadores de turbinas eólicas (WTG₁, WTG₂,..., WTG_n), estando la unidad de modelización (26; 26') dispuesta para calcular valores estimados ($\hat{y}_1, \hat{y}_{n2}, \dots, \hat{y}_n$) de los parámetros de salida eléctricos desde el uno o más generadores de turbinas eólicas (WTG₁, WTG₂,..., WTG_n), y para emitir dichos valores estimados ($\hat{y}_1, \hat{y}_{n2}, \dots, \hat{y}_n$) al controlador de central eléctrica (25),
 - en el que la unidad de modelización (26; 26') está dispuesta para recibir valores medidos ($y_{dm1}, y_{dm2}, \dots, y_{dmn}$) de dichos parámetros de salida eléctricos desde el uno o más generadores de turbinas eólicas (WTG₁, WTG₂,..., WTG_n) de la central de energía eólica (10),
 - 15 - en el que la unidad de modelización comprende un comparador (27) dispuesto para generar una señal de error de estimación ($\epsilon; \epsilon'$) indicativa de la diferencia entre dichos valores medidos ($y_{dm1}, y_{dm2}, \dots, y_{dmn}$) y dichos valores estimados ($\hat{y}_1, \hat{y}_{n2}, \dots, \hat{y}_n$),
 - en el que la señal de error de estimación ($\epsilon; \epsilon'$) se usa por la unidad de modelización (26; 26') para actualizar el modelo,
 - 20 - en el que los valores medidos ($y_{dm1}, y_{dm2}, \dots, y_{dmn}$) se transmiten a la unidad de modelización (26; 26') a una primera tasa de muestreo, y la unidad de modelización (26; 26') está dispuesta para emitir los valores estimados ($\hat{y}_1, \hat{y}_{n2}, \dots, \hat{y}_n$) al controlador de central eléctrica (25) a una segunda tasa de muestreo, siendo la segunda tasa de muestreo mayor que la primera tasa de muestreo, y
 - 25 - en el que el controlador de central eléctrica (25) está dispuesto para determinar señales de referencia ($\bar{u}_1, \dots, \bar{u}_n$) para enviar al uno o más generadores de turbinas eólicas (WTG₁, WTG₂,..., WTG_n),
y en el que dichos valores estimados ($\hat{y}_1, \hat{y}_{n2}, \dots, \hat{y}_n$) de dichos parámetros de salida eléctricos se usan por el controlador de central eléctrica (25) en la determinación de dichas señales de referencia (u_1, u_2, \dots, u_n).
2. El sistema de control de central de energía eólica (15; 15'; 15'') según la reivindicación 1, en el que el controlador de central eléctrica (25) también está dispuesto para enviar las señales de referencia ($\bar{u}_1, \dots, \bar{u}_n$) a la unidad de modelización (26; 26'), y en el que la unidad de modelización (26; 26') está dispuesta para calcular dichos valores estimados ($\hat{y}_1, \hat{y}_{n2}, \dots, \hat{y}_n$) basándose al menos en parte en dichas señales de referencia ($\bar{u}_1, \dots, \bar{u}_n$) del controlador de central eléctrica (25).
3. Un sistema de control de central de energía eólica (15; 15'; 15'') según la reivindicación 1 o la reivindicación 2, en el que las señales de referencia ($\bar{u}_1, \dots, \bar{u}_n$) determinadas por el controlador de central eléctrica (25) son señales de referencia sobre potencia activa o potencia reactiva.
4. Un sistema de control de central de energía eólica (15; 15'; 15'') según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en el que la unidad de modelización (26; 26') comprende un modelo eléctrico del uno o más generadores de turbinas eólicas (WTG₁, WTG₂,..., WTG_n) de una central de energía eólica (10) y la red eléctrica dentro de la central de energía eólica.
- 40 5. Un sistema de control de central de energía eólica (15; 15'; 15'') según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en el que la unidad de modelización (26; 26') comprende un modelo agregado de la central de energía eólica (10).
6. Método (100) de control de una central de energía eólica que comprende uno o más generadores de turbinas eólicas (WTG₁, WTG₂,..., WTG_n) mediante un sistema de control de central de energía eólica que comprende un controlador de central eléctrica (25) y una unidad de modelización (26; 26'), estando la unidad de modelización (26; 26') operativamente acoplada al controlador de central eléctrica, comprendiendo el método las etapas de:
 - 45 - usar en la unidad de modelización (26; 26') un modelo para estimar valores de parámetros de salida eléctricos desde el uno o más generadores de turbinas eólicas (WTG₁, WTG₂,..., WTG_n), calculando la unidad de modelización (26; 26') valores estimados ($\hat{y}_1, \hat{y}_{n2}, \dots, \hat{y}_n$) de parámetros de salida eléctricos desde el uno o más generadores de turbinas eólicas,
 - 50 - emitir dichos valores estimados ($\hat{y}_1, \hat{y}_{n2}, \dots, \hat{y}_n$) desde la unidad de modelización (26; 26') al controlador de central eléctrica (25),

- recibir valores medidos ($y_{dm1}, y_{dm2}, \dots, y_{dmn}$) de dichos parámetros de salida eléctricos desde el uno o más generadores de turbinas eólicas ($WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$) de la central de energía eólica,
 - generar en una unidad de comparador (27) de la unidad de modelización una señal de error de estimación (ϵ) indicativa de la diferencia entre dichos valores medidos y dichos valores estimados ($\hat{y}_1, \hat{y}_2, \dots, \hat{y}_n$) de los parámetros de salida eléctricos,
 - actualizar en la unidad de modelización (27) el modelo usado por la unidad de modelización para estimar los valores de los parámetros de salida eléctricos por medio de la señal de error de estimación (ϵ),
 - transmitir los valores medidos ($y_{dm1}, y_{dm2}, \dots, y_{dmn}$) de dichos parámetros de salida eléctricos a la unidad de modelización a una primera tasa de muestreo, y emitir los valores estimados ($\hat{y}_1, \hat{y}_2, \dots, \hat{y}_n$) al controlador de central eléctrica a una segunda tasa de muestreo, siendo la segunda tasa de muestreo mayor que la primera tasa de muestreo,
 - determinar en el controlador de central eléctrica, y mediante el uso de valores estimados de los parámetros de salida eléctricos, señales de referencia ($\bar{u}_1, \dots, \bar{u}_n$) para enviar al uno o más generadores de turbinas eólicas.
7. El método según la reivindicación 6, en el que el método incluye las etapas de:
- enviar las señales de referencia ($\bar{u}_1, \dots, \bar{u}_n$) desde el controlador de central eléctrica a la unidad de modelización, y
 - calcular en la unidad de modelización dichos valores estimados ($\hat{y}_1, \hat{y}_2, \dots, \hat{y}_n$) basándose al menos en parte en dichas señales de referencia ($\bar{u}_1, \dots, \bar{u}_n$) del controlador de central eléctrica.
8. El método según la reivindicación 6 o la reivindicación 7, en el que las señales de referencia ($\bar{u}_1, \dots, \bar{u}_n$) determinadas por el controlador de central eléctrica son señales de referencia sobre potencia activa o potencia reactiva.
9. El método según cualquiera de las reivindicaciones 6 a 8, en el que el modelo usado por la unidad de modelización es un modelo eléctrico del uno o más generadores de turbinas eólicas ($WTG_1, WTG_2, \dots, WTG_n$) de una central de energía eólica y la red eléctrica dentro de la central de energía eólica.
10. El método según cualquiera de las reivindicaciones 6 a 9, en el que el modelo usado por la unidad de modelización (26; 26') es un modelo agregado de la central de energía eólica.
11. Una central de energía eólica que incluye un sistema de control de central de energía eólica según cualquiera de las reivindicaciones 1-5.

30

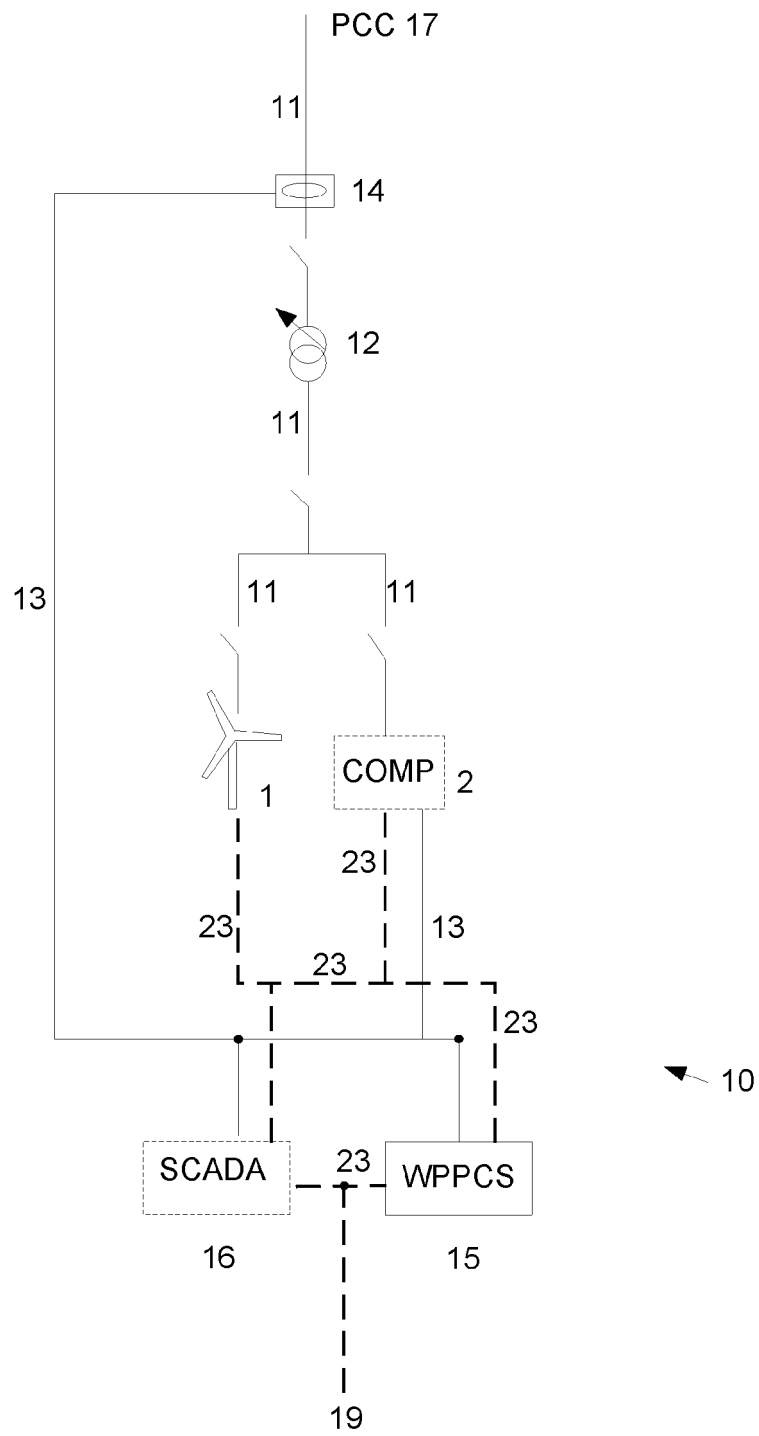


FIG. 1

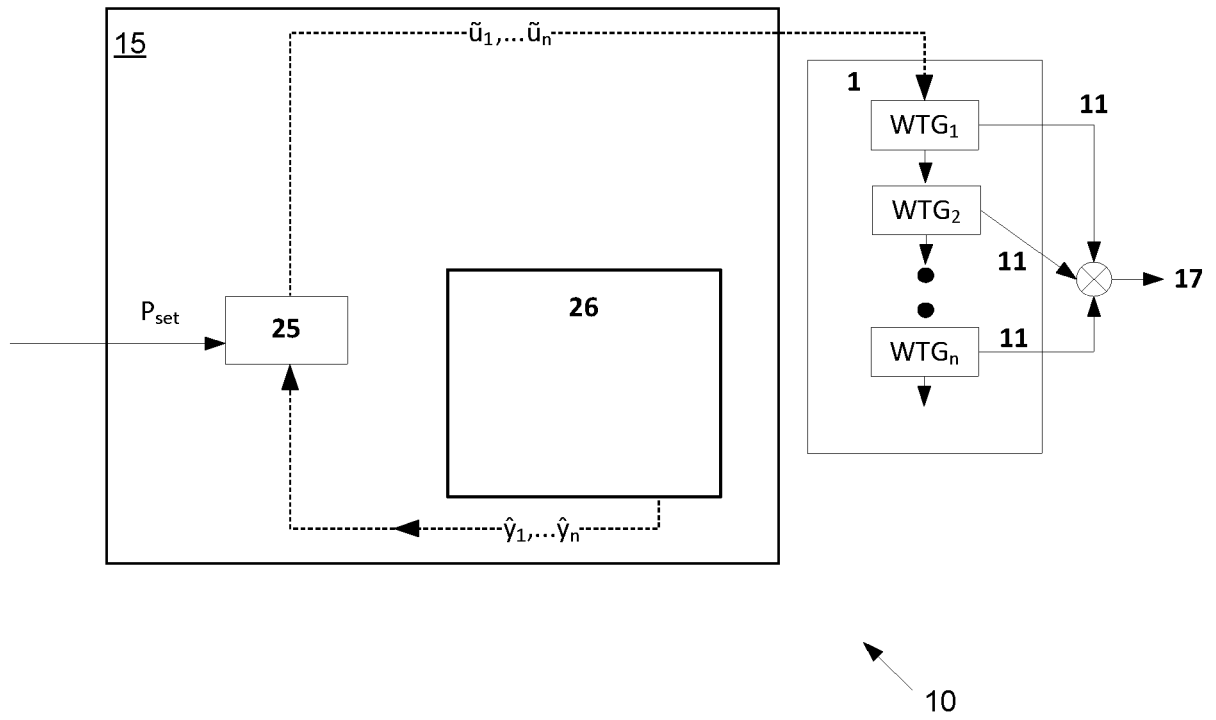


FIG. 2

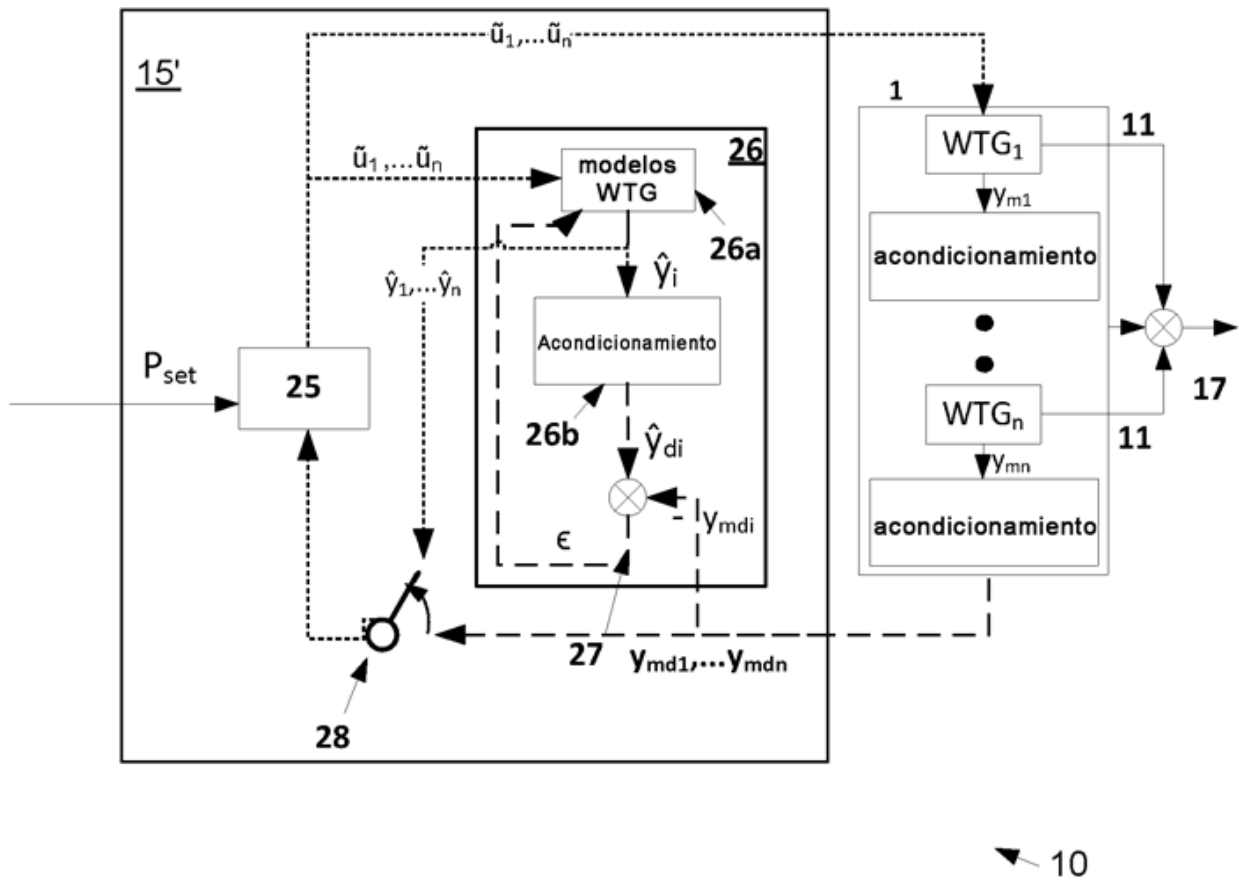


FIG. 3

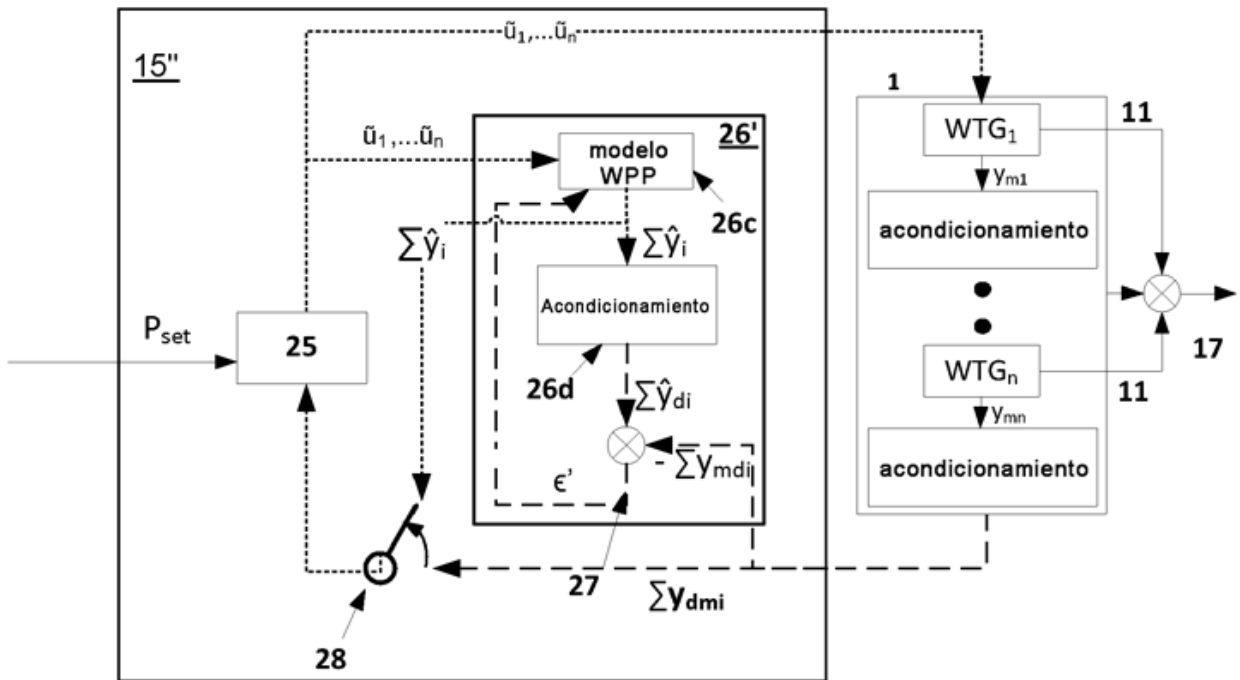


FIG. 4

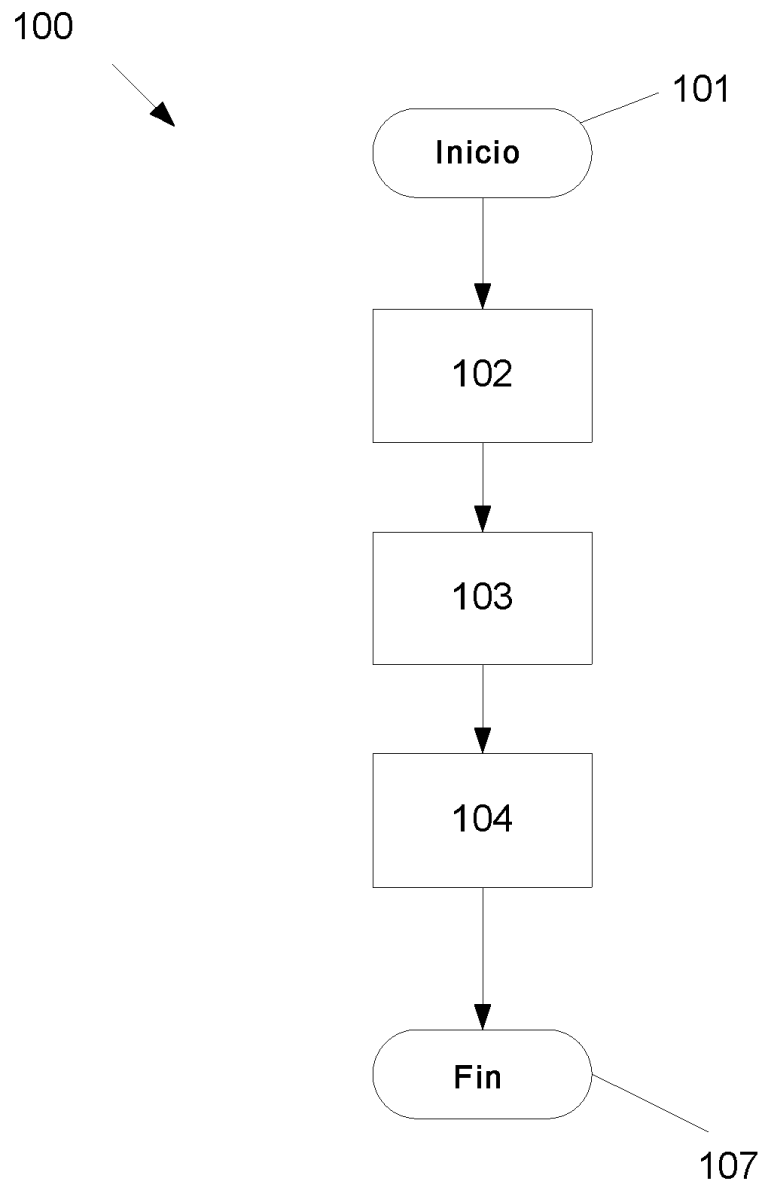


FIG. 5