

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 960 539**

51 Int. Cl.:

H02J 3/24 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

H02J 3/38 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **04.07.2019** **PCT/EP2019/068023**

87 Fecha y número de publicación internacional: **09.01.2020** **WO20007995**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **04.07.2019** **E 19736375 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **06.09.2023** **EP 3818608**

54 Título: **Procedimiento para controlar un parque eólico para amortiguar oscilaciones subsíncronas**

30 Prioridad:

06.07.2018 DE 102018116443

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

05.03.2024

73 Titular/es:

WOBEN PROPERTIES GMBH (100.0%)
Borsigstraße 26
26607 Aurich, DE

72 Inventor/es:

SCHWANKA TREVISAN, ARAMIS;
MENDONCA, ANGELO;
CASSOLI, JAIR y
BROMBACH, JOHANNES

74 Agente/Representante:

ROEB DÍAZ-ÁLVAREZ, María

ES 2 960 539 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

Procedimiento para controlar un parque eólico para amortiguar oscilaciones subsíncronas

- 5 La presente invención se refiere a un procedimiento para controlar un parque eólico para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia en una red de suministro eléctrico. La presente invención también se refiere a un parque eólico con varias instalaciones de energía eólica para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia en una red de suministro eléctrico.
- 10 Una red de suministro eléctrico generalmente tiene una frecuencia de red nominal de 50 Hz o 60 Hz. Esta frecuencia nominal de red también puede denominarse frecuencia del sistema. Red de suministro eléctrico se puede simplificar y denominar red o red de suministro como sinónimo.
- 15 En la red de suministro pueden producirse oscilaciones de baja frecuencia, que tienen frecuencias inferiores a la frecuencia nominal de la red. Estas oscilaciones a menudo se denominan resonancias subsíncronas (SSR) o frecuencias subsíncronas. Con este fin, el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) publicó en 1990 una definición de resonancia subsíncrona, en concreto:
- 20 "La resonancia subsíncrona es una condición de sistema eléctrico en la que existe un intercambio de energía entre una red eléctrica y la turbina de un generador en una o más frecuencias propias del sistema, por debajo de la frecuencia síncrona del sistema", P.M. Anderson, B.L. Agrawal, J.E. Van Ness: "Resonancia subsíncrona en sistemas de energía", IEEE Press 1990
- 25 Un problema que puede ocurrir en una red de suministro es que las oscilaciones de baja frecuencia pueden estimular o amplificar oscilaciones mecánicas de generadores síncronos que están directamente acoplados a la red de suministro eléctrico. Esto puede causar daños a los generadores. Si estos se separan de la red de suministro eléctrico para protegerlos, esto puede provocar un debilitamiento de la red de suministro eléctrico.
- 30 En la red de suministro también pueden aparecer oscilaciones pendulares de baja frecuencia en el rango de unos pocos hercios entre secciones de red, por ejemplo, una oscilación de baja frecuencia entre un primer tramo de red en Alemania y un segundo tramo de red en Francia. Estas oscilaciones pendulares también pueden provocar paradas parciales en la red de suministro. En el peor de los casos, esto puede provocar un apagón.
- 35 Debido a que en muchos países la proporción de grandes centrales eléctricas está disminuyendo mientras se reemplazan los generadores descentralizados basados en convertidores, como instalaciones de energía eólica o sistemas fotovoltaicos, estos generadores descentralizados basados en convertidores también están adquiriendo cada vez más importancia para apoyar la red de suministro eléctrico.
- 40 La estructura de la red de suministro eléctrico también puede cambiar. La red de suministro eléctrico también está sujeta a cambios constantes debido a procesos de encendido y apagado, trabajos de mantenimiento en las líneas de suministro o la influencia de la climatología. Esto también incluye el hecho de que las capacidades de red y las inductancias de red o las impedancias generales de red pueden cambiar constantemente. Esto significa que incluso las oscilaciones de baja frecuencia pueden cambiar continuamente, lo que dificulta su detección y amortiguación.
- 45 Dado que los parques eólicos forman parte cada vez más de la red de suministro eléctrico y tienen una influencia significativa en las propiedades de la red, pueden contribuir a la estabilización de los sistemas energéticos o de la red de suministro y pueden utilizarse como medio para amortiguar resonancias subsíncronas no deseadas. Pero estos parques eólicos también deben poder adaptarse a las nuevas propiedades de la red en términos de oscilaciones de baja frecuencia.
- 50 En la solicitud prioritaria de esta solicitud, la Oficina Alemana de Patentes y Marcas ha investigado el siguiente estado de la técnica: DE 10 2013 208 410 A1, US 2013/0204557 A1, CN 105226679 A, así como el artículo "Subsynchronous Oscillation Detection using Phasor Measurements and Synchrosqueezing Transform" de Miao He et al.
- 55 La Oficina Europea de Patentes ha buscado en la siguiente técnica anterior para la presente solicitud: US 2013/176751 A1, WO 2005/088802 A1, WO 2010/060451 A1, DE 10 2012 212 366 A1, EP 3 322 060 A1, CN 105 515 018 A, DE 10 2016 101 468 A1 y WO 2014/012789 A1. El documento US 2013/176751 A1 se refiere a un dispositivo y un procedimiento para controlar un convertidor de frecuencia de una instalación de energía eólica, donde el convertidor de frecuencia debe controlarse de tal manera que se reduzcan las resonancias subsíncronas en la red eléctrica. El documento WO 2005/088802 A1 se refiere a un dispositivo para evitar perturbaciones importantes en las redes de suministro eléctrico. El documento WO 2010/060451 A1 se refiere a un procedimiento y una disposición para generar una señal de categorización de fallas en una red de generación de energía. El documento DE 10 2012 212 366 A1 se refiere a un procedimiento para controlar un parque eólico, en el que después de un apagón en la red se aumenta la

potencia a un nivel de potencia predeterminable que es más bajo que antes del apagón. El documento EP 3 322 060 A1 se refiere a un procedimiento para amortiguar oscilaciones electromecánicas en un sistema eléctrico. El documento CN 105 515 018 A se refiere a un procedimiento de detección e inhibición de oscilaciones subsíncronas de energía eólica basado en descomposición empírica de modos. El documento DE 10 2016 010 468 A1 se refiere a un procedimiento de alimentación que utiliza al menos una instalación eólica, en el que se sigue con retardo un sistema de referencia del voltaje de red. El documento WO 2014012789 A1 se refiere a un procedimiento para controlar un parque eólico que se puede conectar y operar de manera estable con una pequeña relación de corriente de cortocircuito manteniendo un criterio de estabilidad que depende de la potencia activa y/o de la potencia reactiva.

Por lo tanto, el objetivo de la presente invención es abordar al menos uno de los problemas mencionados anteriormente. En particular, debería proponerse una solución que permita o mejore al menos un efecto de amortiguación de un parque eólico sobre las oscilaciones de baja frecuencia en la red de suministro eléctrico. Se debería proponer al menos una solución alternativa a las soluciones conocidas anteriormente.

Según la invención se propone un procedimiento según la reivindicación 1. Se utiliza para controlar un parque eólico para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia, especialmente las resonancias subsíncronas, en una red de suministro eléctrico. Por tanto, la invención se basa en un parque eólico con varias instalaciones de energía eólica, que están interconectadas eléctricamente para formar un parque eólico y formar parte de la red de suministro eléctrico. El parque eólico aquí descrito también puede ser representativo de una única instalación de energía eólica o de dos o más parques eólicos. Las siguientes explicaciones sobre el parque eólico también se aplican a una instalación de energía eólica individual. En funcionamiento normal, el parque eólico está conectado eléctricamente a la red de suministro a través de un punto de conexión de red y alimenta o suministra potencia eléctrica a la red de suministro eléctrico.

Además, la red de suministro tiene un voltaje de red con una frecuencia de red nominal. La frecuencia nominal de la red suele ser de 50 Hz o 60 Hz. Las oscilaciones de baja frecuencia a amortiguar tienen en particular una frecuencia más baja que la frecuencia nominal de la red, es decir, por ejemplo, menos de la mitad de la frecuencia nominal de la red. Por lo tanto, las oscilaciones de baja frecuencia son inferiores a 25 Hz o 30 Hz. Ejemplos de rangos de frecuencia característicos de oscilaciones de baja frecuencia, que también se conocen como "Power System Oscillations" (oscilaciones del sistema de potencia), son rangos de frecuencia de aproximadamente 0,2-3 Hz o 5-15 Hz, por nombrar sólo dos de muchos ejemplos.

En particular, las oscilaciones de baja frecuencia pueden tener valores de 1 Hz o menos. Sin embargo, también pueden alcanzar hasta cinco veces la frecuencia nominal de la red. Las oscilaciones de baja frecuencia se denominan aquí oscilaciones con una frecuencia de como máximo cinco veces la frecuencia nominal de la red, preferentemente con una frecuencia que corresponde como máximo a la frecuencia nominal de la red. En particular, la oscilación de baja frecuencia no tiene una frecuencia que corresponda a un múltiplo de la frecuencia nominal de la red. Cabe señalar que el examen y la consideración de las oscilaciones de baja frecuencia son particularmente útiles para examinar o garantizar la estabilidad del sistema de la red de suministro eléctrico. Esto es diferente de una evaluación de la calidad de la red o de la calidad de la señal de voltaje en la red de suministro eléctrico, donde los armónicos son especialmente importantes.

En primer lugar, se detecta una oscilación eléctrica de baja frecuencia de la red de suministro eléctrico. Para ello, por ejemplo, se puede medir y evaluar el voltaje de red en un punto de conexión de red en el que la instalación eólica o el parque eólico alimentan la red eléctrica. Por ejemplo, el voltaje de red medido de esta manera se puede filtrar con un filtro paso bajo que solo deja pasar frecuencias por debajo de la frecuencia de red. El voltaje de red medido o, por seguir con el ejemplo, el voltaje de red filtrado también puede denominarse señal de oscilación y puede considerarse que contiene información sobre la oscilación detectada o que debe detectarse.

La oscilación, y por tanto también la señal de oscilación descriptiva, tiene una frecuencia de oscilación, que también puede denominarse frecuencia característica o frecuencia de la oscilación de baja frecuencia. Sin embargo, la oscilación también se caracteriza por otras características y tiene una característica de oscilación. Tales características incluyen una amplitud de la oscilación, en particular si esta amplitud oscila y cómo lo hace. Incluso pequeñas variaciones de frecuencia pueden ser una característica distintiva. También se puede considerar una combinación de tales características.

Es especialmente importante que las oscilaciones se puedan clasificar en función de esta y/o de otras características.

Las características de oscilación de la oscilación detectada incluyen al menos una de estas u otras características. Esto también incluye la clasificación de las oscilaciones.

Ahora se propone también determinar una característica de oscilación de este tipo de la oscilación detectada, donde la característica de oscilación describe al menos una propiedad de la oscilación detectada.

Las características de oscilación también pueden incluir información característica de la oscilación de baja frecuencia, donde la información puede determinarse o registrarse directamente mediante mediciones, o puede surgir indirectamente de un análisis o evaluación realizado. Otras propiedades de la oscilación detectada pueden ser un tipo de oscilación que la clasifique o un lugar donde se detectó la oscilación de baja frecuencia. El tipo de oscilación u otra clasificación puede ser el resultado de un análisis realizado sobre la oscilación detectada o la señal de oscilación detectada.

El tipo de oscilación describe un tipo o una categoría de oscilación de las oscilaciones de baja frecuencia detectadas, distinguiéndose especialmente entre los tipos de oscilación:

- oscilaciones intraplanta, que se refieren a oscilaciones entre varias unidades de generación conectadas a la red de suministro eléctrico en un tramo o sección de la red de suministro,

- oscilaciones de modo de control, que se refieren a oscilaciones causadas por el control de retroalimentación de unidades de generación, unidades de consumo o unidades de conversión conectadas a la red de suministro eléctrico,

- oscilaciones interáreas, que se refieren a oscilaciones entre varias secciones de la red de suministro, y

- oscilaciones de planta local, que se refieren a oscilaciones entre una unidad de generación conectada a la red de suministro eléctrico y la red de suministro.

La determinación de la característica de oscilación se realiza preferentemente a partir de al menos una medición del voltaje de red de la red eléctrica. En particular, para registrar las características de oscilación se propone aquí una medición del voltaje, por ejemplo, en el punto de conexión de red, en el que una instalación de energía eólica o un parque eólico alimenta la red eléctrica. En este caso se realiza preferentemente una medición trifásica si la red eléctrica, como se supone habitualmente, es una red eléctrica trifásica. Por lo tanto, se evalúa al menos una medición para detectar o caracterizar una oscilación de baja frecuencia en la red de suministro eléctrico. Para ello puede estar previsto un dispositivo de detección, que detecta el voltaje de red y luego la evalúa.

Los resultados de las mediciones y evaluaciones, o una parte de los mismos, se resumen o se ponen a disposición como características de oscilación, en particular a una o varias unidades de control que controlan las instalaciones de energía eólica o el parque eólico. Por lo tanto, las características de oscilación incluyen valores medidos y resultados de al menos un análisis o evaluación de una o más mediciones de voltaje para caracterizar una oscilación de baja frecuencia o la señal de oscilación de baja frecuencia.

Como paso adicional se propone especificar en cada caso una señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) o una señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia caracterizadas por las características de oscilación.

De este modo, la especificación de la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) o de la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) se realiza en función de la característica de oscilación detectada o en función de la oscilación de baja frecuencia detectada, que se caracteriza mediante la característica de oscilación. Después de detectar la oscilación de baja frecuencia, se genera una señal de amortiguación correspondiente para la potencia activa o la potencia reactiva. Luego, esta se especifica en un controlador de la instalación de energía eólica o del parque eólico. En una realización especial, se propone que la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) o la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) se especifique en un control FACTS, donde el control FACTS controla un convertidor de una instalación de energía eólica.

Como paso adicional se propone que la alimentación de una componente de potencia activa se realice según la señal de amortiguación de potencia activa o que la alimentación de una componente de potencia reactiva se realice según la señal de amortiguación de potencia reactiva. La señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) o la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) se especifica dependiendo de la frecuencia característica de la característica de oscilación determinada. El procedimiento se puede utilizar para amortiguar una oscilación detectada o varias oscilaciones detectadas. Si se deben amortiguar varias oscilaciones, preferiblemente se determina individualmente para cada oscilación una característica de oscilación y se indica al menos una señal de amortiguación. Las señales de amortiguación se pueden combinar entonces, al menos las señales de amortiguación de potencia activa y las señales de amortiguación de potencia reactiva, para alimentarlas como una señal de amortiguación común. Sin embargo, también es posible especificar una señal de amortiguación de potencia activa y una señal de amortiguación de potencia reactiva juntas para varias características de oscilación.

Por lo tanto, se propone que la instalación eólica o el parque eólico alimenten la red eléctrica con potencia activa o reactiva para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia detectadas. La alimentación, que se realiza en una

instalación de energía eólica con convertidor, se alimenta en función de la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) y/o de la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) especificada. Estos también pueden considerarse valores de ajuste o señales de valor de ajuste para el parque eólico o la instalación de energía eólica.

5 Según otra forma de realización se propone que la componente de potencia activa y/o reactiva se alimente a la red eléctrica de tal manera que se modifiquen los flujos de carga en la red de suministro para desplazar la red de suministro eléctrico a otro punto de operación o a un estado de flujo de carga cambiado. La red de suministro eléctrico tiene un punto de operación que se caracteriza por flujos de carga. De este modo, éste se modifica, en particular se desplaza, en función de las oscilaciones de baja frecuencia detectadas, de modo que se consigue otro punto de operación, en particular más estable, que tiene un efecto especialmente amortiguador sobre las oscilaciones de baja frecuencia. Por tanto, el parque eólico puede utilizarse como medio para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia en una red de suministro eléctrico.

15 Si, por ejemplo, se realiza una alimentación o inyección de potencia reactiva modificada en una red mallada, se puede modificar un flujo de carga en un primer tramo de red al que está conectado el parque eólico. El cambio de flujo de carga en la primera terminación de red puede conducir a su vez a que también se produzca un cambio de flujo de carga en otra segunda sección de red acoplada a la primera sección de red. En consecuencia, el estado de los flujos de carga en la red cambia debido a la alimentación del parque eólico. Por lo tanto, esto se puede utilizar para amortiguar cualquier oscilación de baja frecuencia que se produzca.

20 Preferiblemente se propone que como paso adicional del procedimiento se determine una característica de red que caracterice una estructura de la red de suministro eléctrico. La señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) o la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) también se especifica dependiendo de las características específicas de la red.

25 En particular, se reconoció que la estructura de la red de suministro eléctrico influye directamente en las oscilaciones de baja frecuencia y, por tanto, debe tenerse en cuenta para una amortiguación eficaz. En particular, se ha demostrado que en general es posible amortiguar con una instalación de energía eólica o un parque eólico, pero la reacción a la alimentación modificada de las oscilaciones de baja frecuencia depende de la topología de la red predominante en el punto de conexión de red. Lo que es particularmente relevante es el tamaño y la distancia de las máquinas síncronas existentes que están directamente acopladas a la red de suministro eléctrico, especialmente debido a sus masas oscilantes que influyen directamente en la red de suministro eléctrico, o una parte de convertidor en la red, lo que indica cuán grande es la proporción de la potencia eléctrica suministrada por generadores o alimentadores controlados por convertidores respecto a la potencia eléctrica total inyectada. También son relevantes la estructura y extensión de la red de suministro eléctrico, las impedancias entre los mencionados generadores síncronos directamente acoplados, especialmente en lo que respecta a sus masas oscilantes, en la red de suministro y una impedancia entre las instalaciones de energía eólica y un punto central de la red, como por ejemplo un área urbana. Puede suceder que una sección o tramo de red al que están conectados un gran número de generadores con convertidores requiera una de alimentación de potencia diferente para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia que una sección de red con unos pocos generadores controlados por convertidores o alimentadores. Esto se puede tener en cuenta utilizando las características de la red. Para ello, de manera análoga a las características de oscilación de la característica de red, puede estar previsto un dispositivo de detección para determinar la característica de red, que puede transmitir la característica de red detectada a un sistema de control del parque eólico. De forma adicional o alternativa, las características de la red también pueden determinarse previamente e implementarse en el parque eólico, en particular en el dispositivo de detección de oscilaciones de baja frecuencia. También es posible que un operador de red que explota la red de suministro eléctrico o parte de ella transmita dicha información.

50 Según una forma de realización, la característica de red o al menos una propiedad relevante de la característica de red puede formar parte de la característica de oscilación o al menos tenerse en cuenta al determinarla. Por ejemplo, se puede tener en cuenta si actualmente alimentan o no unidades de generación vecinas o si se encuentran en un modo determinado, en el que se presta, por ejemplo, un servicio del sistema. Especialmente en el caso de grandes unidades de generación vecinas, esto puede influir en las características de la red y convertirse así en una característica del sistema.

55 Preferiblemente se propone que la determinación de una característica de oscilación incluya la determinación del tipo de oscilación, distinguiendo entre los tipos de oscilación o las categorías de oscilación descritos anteriormente; oscilaciones intraplanta, oscilaciones en modo de control, oscilaciones interáreas y oscilaciones de planta local.

60 En particular se propone aquí tener en cuenta el tipo respectivo de oscilación de la oscilación de baja frecuencia detectada en la red eléctrica para adaptar la alimentación a ella. El tipo de oscilación se determina particularmente mediante una evaluación o análisis del voltaje de red determinado. Se reconoció que se puede influir en la amortiguación de las oscilaciones de baja frecuencia de manera diferente según el tipo de oscilación mediante la alimentación de potencia activa o de potencia reactiva. Mediante esta característica o clasificación del tipo de

oscilación se puede influir específicamente en la oscilación. En particular, esto se basa en el conocimiento de que una clasificación de este tipo también puede tener en cuenta mejor la causa de la oscilación respectiva.

Por ejemplo, si hay una oscilación de planta local, normalmente está limitada localmente y se puede amortiguar de manera más específica, por ejemplo, alimentando una señal de amortiguación de potencia reactiva cercana para cambiar el voltaje en una sección de red relevante y, por lo tanto, influir en un flujo de energía allí y amortiguar las oscilaciones de planta local.

Sin embargo, si, para nombrar otro ejemplo, hay una oscilación interáreas, puede haber oscilaciones de potencia a gran escala en las que la cantidad de potencia o de energía oscilan de un lado a otro entre grandes áreas de la red. En este caso, una señal de amortiguación de potencia activa podría alimentar específicamente potencia activa allí donde y cuando exista un déficit de potencia debido a la oscilación. Además, la topología de la red podría influir y, por ejemplo, sería necesario añadir una señal de amortiguación de potencia reactiva, que puede provocar cambios de tensión en las secciones de la red y, por tanto, influir en el flujo de energía entre las secciones de la red.

Preferiblemente se propone que la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) y la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) se especifiquen independientemente una de otra y que la componente de potencia activa alimentada o la componente de potencia reactiva alimentada se alimenten de tal manera que diferentes tipos de oscilaciones de baja frecuencia se amortigüen independientemente unos de otros.

Una especificación independiente de este tipo de la señal de amortiguación de potencia activa o de la señal de amortiguación de potencia reactiva se puede realizar de tal manera que, para la potencia activa o reactiva a inyectar, se especifiquen a un control de la instalación de energía eólica dos valores de ajuste separados (ΔP , ΔQ) correspondientes.

Se propone preferentemente que la señal de amortiguación de potencia activa esté formada por una función de amortiguación de potencia activa que reciba al menos una primera propiedad de la característica de oscilación como señal de entrada y emita la señal de amortiguación de potencia activa como señal de salida, y que la señal de amortiguación de potencia reactiva esté formada por una función de amortiguación de potencia reactiva que reciba al menos una segunda propiedad de la característica de oscilación como señal de entrada y emita la señal de amortiguación de potencia reactiva como señal de salida. Por lo tanto, para la determinación de las dos señales de amortiguación están previstas diferentes funciones, en particular un bloque de función separado, donde cada uno de los dos bloques de función recibe o emite diferentes variables de entrada y salida.

Por ejemplo, la primera propiedad de la característica de oscilación puede ser una frecuencia de oscilación o una variación de la frecuencia de oscilación, que luego se introduce en la función de amortiguación de potencia activa y de la que, dado el caso, teniendo en cuenta más información, se forma la función de amortiguación de potencia activa, en particular, se calcula mediante un microprocesador.

Como ejemplo adicional, la segunda propiedad de la característica de oscilación puede ser una amplitud de oscilación o una variación en la amplitud de oscilación, que luego se introduce en la función de amortiguación de la potencia reactiva y de la que, si es necesario teniendo en cuenta más información, se forma la función de amortiguación se forma, en particular, se calcula mediante un microprocesador.

Adicional o alternativamente, se propone que la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) o la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) se especifique independientemente de una señal de valor de ajuste de potencia activa o de una señal de valor de ajuste de potencia reactiva (P_{FCU} , Q_{FCU}) de un controlador de parque eólico. Para ello se ha previsto específicamente una unidad de control adicional. Esta puede conectarse en paralelo a una unidad de control de un parque eólico y configurarse para especificar valores de ajuste u objetivo para las componentes de potencia activa y reactiva independientemente del control de un parque eólico. La unidad de control puede estar implementada en el dispositivo de reconocimiento. Lo que resulta especialmente ventajoso es que los valores de ajuste (ΔP , ΔQ) para la componente de potencia estado activa o la componente de potencia reactiva están desacoplados del control del parque eólico y no es necesario realizar ninguna intervención en el control del parque eólico.

En una realización especial, se propone que la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) con la señal de valor de ajuste de potencia activa, así como la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) con la señal de valor de ajuste de potencia reactiva se superpongan cada una para formar una señal global y se especifiquen a un control FACTS de al menos una instalación de energía eólica.

Según una forma de realización se propone que la señal de amortiguación de potencia activa y/o la señal de amortiguación de potencia reactiva se especifique de tan manera, y por consiguiente la componente de potencia activa o la componente de potencia reactiva se alimente de tal manera, que un punto de operación de la red de suministro eléctrico se desplace, de modo que al menos una de las oscilaciones eléctricas de baja frecuencia detectadas se

reduzca o se evite. La idea subyacente aquí es que la red de suministro eléctrico puede ser dinámica y sus características de oscilación o tendencia a oscilar pueden depender del punto de operación actual. Al desplazar el punto de operación, se puede influir en las propiedades de oscilación o en la tendencia a las oscilaciones.

- 5 Preferentemente se propone que la determinación de una característica de oscilación se lleve a cabo mediante un análisis FFT. También se sugiere adicional o alternativamente que la determinación de una característica de oscilación se lleve a cabo mediante un análisis de ondículas. Además, se propone adicional o alternativamente que la determinación de una característica de oscilación se lleve a cabo mediante un análisis de gradiente.

10 Según una realización, se propone que

- la señal de amortiguación de potencia activa se especifique como una señal modulada, mientras que la señal de amortiguación de potencia reactiva se especifique como una señal constante, o que

- 15 - la señal de amortiguación de potencia reactiva se especifique como una señal modulada, mientras que la señal de amortiguación de potencia activa se especifique como una señal constante.

20 Esto posibilita especialmente dos intervenciones de control independientes, en las que la señal de amortiguación de potencia activa y la señal de amortiguación de potencia reactiva se especifican de forma completamente diferente entre sí, concretamente en términos de tipo. Por señal modulada se entiende especialmente una señal modulada en frecuencia, por ejemplo, con una frecuencia de 1 Hz. Por lo tanto, la señal oscila y esta oscilación se consigue mediante modulación. Por ejemplo, esto se puede utilizar para contrarrestar específicamente una oscilación de baja frecuencia si la misma frecuencia que tiene la oscilación de baja frecuencia se modula en la señal modulada. Al modular, también se debe prestar atención a esta posición de fase para que la oscilación de baja frecuencia sea amortiguada y no excitada.

25 Sin embargo, para la señal modulada también se puede considerar una forma de señal que no sea sinusoidal o idealmente sinusoidal. La otra señal de amortiguación no está modulada y básicamente sólo tiene un valor constante, es decir, un valor de potencia activa constante o un valor de potencia reactiva constante.

30 Según una realización, se propone que

- para detectar al menos una oscilación eléctrica de baja frecuencia de la red de suministro eléctrico, y/o

- 35 - para determinar una característica de oscilación respectiva de la al menos una oscilación detectada, se proporcionen los siguientes pasos:

- detectar al menos una señal eléctrica de la red de suministro eléctrico y

- 40 - evaluar la señal eléctrica mediante un análisis de ondículas, en el que se crea una imagen de frecuencia dependiente del tiempo mediante un análisis de correlación de la señal detectada con una función madre de ondículas predeterminada,

- donde preferiblemente se supone la presencia de una oscilación de baja frecuencia cuando

- 45 - además de una componente básica, en la imagen de frecuencia dependiente del tiempo está presente al menos otra componente de baja frecuencia.

50 El procedimiento incluye ahora inicialmente la etapa de detectar al menos una señal eléctrica de la red de suministro eléctrico. En particular se propone aquí una medición del voltaje, por ejemplo, en el punto de conexión de red, en el que una instalación eólica o un parque eólico alimenta la red eléctrica. En este caso se realiza preferentemente una medición trifásica si la red eléctrica, como se supone habitualmente, es una red eléctrica trifásica.

55 Luego, la señal eléctrica se evalúa mediante análisis de ondículas. Un análisis de ondículas o wavelets es básicamente conocido y se hace referencia a la literatura especializada pertinente o a los conocimientos especializados del especialista. Sin embargo, ahora se propone utilizar este análisis de ondículas para

60 El análisis de ondículas propuesto crea una imagen de frecuencia dependiente del tiempo. Esto se hace mediante un análisis de correlación de la señal capturada con una función madre de ondículas predeterminada. Esta función madre de ondículas está predeterminada y, por tanto, puede especificarse. Por ejemplo, se puede predeterminar y almacenar, o también se pueden considerar cambios en la función madre de ondículas. También es posible llevar a cabo varios análisis cada uno, utilizando para cada uno de ellos diferentes funciones madre wavelet.

En cualquier caso, el análisis de correlación de la señal detectada con la función madre de ondículas predeterminada da como resultado una imagen de frecuencia dependiente del tiempo. De este modo, las frecuencias se representan a lo largo del tiempo en la imagen de frecuencia dependiente del tiempo. Por ejemplo, se puede utilizar un diagrama para la visualización que utiliza la abscisa como eje de tiempo y traza los valores de frecuencia como ordenada. Sin embargo, los valores no se representan como valores individuales, sino en el sentido de una densidad de su aparición, por ejemplo, asignando un porcentaje de energía mediante un código de colores.

Se trata especialmente de un tipo de representación gráfica, pero la información subyacente a dicha representación gráfica también puede evaluarse posteriormente como valores o conjuntos de valores en un procesador, incluso sin visualizarse.

Ahora se propone preferentemente que se parta de la presencia de una oscilación de baja frecuencia cuando, además de una componente básica, en la imagen de frecuencia dependiente del tiempo esté presente al menos otra componente de baja frecuencia. A este respecto hay que recordar que la imagen de frecuencia dependiente del tiempo se puede representar gráficamente, pero no es necesario representarla gráficamente para una evaluación posterior. Lo que aquí se entiende por imagen de frecuencia dependiente del tiempo es que en diferentes momentos también pueden aparecer diferentes frecuencias de diferentes intensidades, es decir, diferentes amplitudes. Esto no da como resultado un único número o una única función escalar dependiente del tiempo, sino información dependiente del tiempo, es decir, mucha información de frecuencia en cualquier momento. A esto se le llama aquí imagen de frecuencia dependiente del tiempo.

La componente básica aquí suele ser la frecuencia nominal de la red, aunque la frecuencia real de la red puede diferir de la frecuencia nominal de la red, aunque solamente se espera una pequeña desviación, que también puede reflejarse en la imagen de frecuencia dependiente del tiempo, siempre que la precisión de la desviación de la frecuencia nominal de la red será suficiente. Sin embargo, esta componente básica no es importante, excepto porque puede identificarse fácilmente y no debe interpretarse como una oscilación de baja frecuencia reconocida. Por lo tanto, en una evaluación posterior se puede ignorar o eliminar esta componente básica y para detectar las oscilaciones de baja frecuencia sólo se examina lo que queda además de esta componente básica.

Por ejemplo, si en esta imagen de frecuencia dependiente del tiempo aparece frecuentemente y con suficiente intensidad una frecuencia en el rango de 4 a 6 Hz, se puede considerar reconocida una oscilación de baja frecuencia en el rango de 4 a 6 Hz. Por ejemplo, como base para la intensidad se puede utilizar un valor umbral. Adicional o alternativamente, se puede usar una componente temporal mínima distribuida en el tiempo para asumir una oscilación de baja frecuencia detectada. Si, por ejemplo, en un período considerado se produce una oscilación de baja frecuencia sólo en un rango del 10% de todo el período, esto puede considerarse, por ejemplo, insuficiente para detectar una oscilación de baja frecuencia. Sin embargo, si se produce en gran medida, por ejemplo, más del 50%, en el intervalo de tiempo, entonces esto podría considerarse como una detección de una oscilación de baja frecuencia, pero posiblemente sólo si la intensidad es suficientemente alta. Esto tiene únicamente fines ilustrativos y, en principio, se pueden utilizar diferentes criterios, como diferentes umbrales.

A partir de una característica de oscilación específica de este tipo se puede especificar específicamente una potencia activa y/o reactiva correspondiente para la amortiguación. En particular, la alimentación de potencia activa y/o reactiva se puede especificar independientemente entre sí para diferentes propiedades de las características de oscilación. Por ejemplo, dependiendo de la forma de la oscilación, es decir, si la oscilación es sinusoidal, triangular, rectangular o distorsionada de otro modo, se puede modular una potencia activa. Al mismo tiempo, por ejemplo, en función de la frecuencia de la oscilación se puede identificar y desplazar un punto de operación de la red de suministro eléctrico mediante una variación estacionaria de la alimentación de potencia reactiva. El análisis de ondículas propuesto es particularmente adecuado para identificar estas propiedades ejemplificadas u otras de las características de oscilación y permitir así alimentaciones específicas de potencia activa y/o reactiva.

Según otra configuración se propone detectar la evolución temporal de una amplitud de al menos otra componente de frecuencia. Esta información también se puede encontrar ventajosamente en la imagen de frecuencia dependiente del tiempo. Mediante la detección de esta evolución de la amplitud de la otra componente de frecuencia se puede reconocer en particular la modificación de la componente de frecuencia. En particular se puede reconocer si la amplitud aumenta o disminuye. En particular, cuando la amplitud aumenta, es decir, aumenta con el tiempo, es posible concluir que existe una situación crítica que puede desencadenar una intervención. En función de la amplitud que aumenta con el tiempo de otra componente de frecuencia, se deben tomar medidas de amortiguación, en particular se debe alimentar una señal eléctrica de amortiguación a la red eléctrica.

Sin embargo, también es posible que la amplitud cambie sin mostrar una tendencia clara a disminuir o aumentar. Por la naturaleza del cambio de amplitud, puede ser posible sacar conclusiones sobre la situación de la red de suministro eléctrico.

Mediante el registro del transcurso temporal se puede crear una base para una señal de alimentación que contrarreste específicamente dicha componente de frecuencia.

Según una forma de realización se propone utilizar una función madre de ondículas que presente al menos una propiedad de la siguiente lista:

1. La función madre de ondículas está preparada para ser escalable.

La función madre de ondículas se puede describir particularmente como una señal temporal, es decir, como una función que cambia con el tiempo, como, por ejemplo:

$$f(t) = \cos(k \cdot t) \cdot \frac{1}{(k \cdot t)^2 + 1}$$

En esta fórmula, la función $f(t)$ debería formar la función madre de ondículas y esta función sería escalable, especialmente escalable en el tiempo. Esto se puede lograr eligiendo el factor k en consecuencia en esta función madre de ondículas ejemplar. Por ejemplo, esta función madre de ondículas con el factor $k=1$ puede denominarse función básica o función sin escalar y el escalado se puede llevar a cabo cambiando el factor k . Por ejemplo, si se elige $k=2$ como factor, esta función madre de ondículas se comprimiría.

Pero también observar la misma función madre de ondículas en el dominio de la frecuencia significa que al cambiar el factor k , la función se puede escalar según la frecuencia, es decir, se puede comprimir o estirar según la frecuencia.

Por tanto, la función madre de ondículas está preparada para ser escalable. Para ello se proporciona el factor k mostrado en el ejemplo y se utiliza para lograr el escalado.

Esta escalabilidad basada en el tiempo o la frecuencia permite detectar diferentes frecuencias. En particular, a través de esta o, entre otras cosas, se puede realizar la elección del rango de frecuencia de prueba.

2. La función madre de ondículas está preparada para ser desplazable en el tiempo.

Esto puede significar, por ejemplo, que en el ejemplo ilustrativo de la función madre de ondículas que se muestra arriba, se utiliza un tiempo con un desplazamiento en lugar del tiempo t . En la fórmula, por ejemplo, " t " se puede sustituir por " $t+t_0$ ". Esto conduce entonces a un desplazamiento alrededor del instante t_0 , pudiendo este instante también ser negativo. Al desplazar de esta manera la función madre de ondículas se puede obtener mejor información sobre cuándo se produce la frecuencia respectiva, es decir, la oscilación de baja frecuencia que se va a reconocer. Un análisis de ondículas se realiza preferiblemente varias veces con la misma función madre de ondículas, con la única diferencia de una función madre de ondículas desplazada en el tiempo. De este modo se pueden crear varias imágenes de frecuencia dependientes del tiempo y las oscilaciones de baja frecuencia dominantes, es decir, las bajas frecuencias dominantes, pueden aparecer en diferentes lugares, pero también con diferentes características, dependiendo de cómo se haya situado en el tiempo la función madre de ondículas utilizada en relación con la señal analizada. Para decirlo con cierta claridad, esta oscilación de baja frecuencia o esta baja frecuencia puede aparecer en diferentes grados en la imagen de frecuencia dependiente del tiempo, dependiendo de cuánto ocurrió en el centro de la función madre de la wavelet.

3. La función wavelet exhibe localidad tanto en el rango o dominio de la frecuencia como en el rango o dominio del tiempo.

La localidad aquí significa que la función madre de ondículas no está igualmente distribuida, es decir, no está igualmente distribuida en el dominio del tiempo ni en el dominio de la frecuencia. Por ejemplo, una función seno está igualmente distribuida en el dominio del tiempo y, por lo tanto, no tiene localidad en el dominio del tiempo porque oscila uniformemente con la misma amplitud en todo el rango considerado. Un pulso de Dirac tiene una localidad (fuerte) en el dominio del tiempo, pero, al menos teóricamente, no tiene localidad en el dominio de la frecuencia, porque corresponde al ruido blanco en el dominio de la frecuencia.

Sin embargo, aquí se sugiere que la localidad existe tanto en el dominio de la frecuencia como en el dominio del tiempo. Por ejemplo, esta propiedad cumple la función de ejemplo mencionada anteriormente. Tiene el valor más grande para $t=0$, que no se logra en ningún otro lugar. Por tanto, muestra su localidad en la región $t=0$. También existe fuera de esta área, pero decae al aumentar el tiempo o en dirección negativa al aumentar el intervalo de tiempo.

En el dominio de la frecuencia, esta función madre de ondículas ejemplar también tiene localidad porque tiene su expresión principal en la frecuencia de la función $\cos$ utilizada allí. Como precaución, cabe señalar que el ejemplo ilustrativo de la función madre de ondículas mencionado anteriormente, por supuesto, no se especifica con precisión,

porque la función cos allí depende del tiempo, por lo que en la implementación real tendría que normalizarse a un tiempo o frecuencia básica. Por ejemplo, si estuviera normalizado o referenciado a 1 Hz como frecuencia fundamental, su mayor valor estaría en 1 Hz en el rango de frecuencia.

5 Esta localidad también asegura que el análisis de ondículas de la señal eléctrica detectada detecte su falta de homogeneidad temporal. En otras palabras, se puede registrar especialmente bien cuando se produce una oscilación de baja frecuencia o la correspondiente baja frecuencia.

10 4. Preferiblemente, la función madre de ondículas tiene una integral que es cero. Entonces, si se forma una integral sobre toda la función madre de ondículas utilizada, el resultado es cero. Esto garantiza que, a pesar de la localidad de la función madre de ondículas, esta esté equilibrada en el dominio del tiempo en el rango positivo y negativo, es decir, claramente, por encima y por debajo del eje del tiempo. Esto puede ser especialmente ventajoso cuando se utiliza en el dominio de la frecuencia o cuando se transforma del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia, porque prácticamente se evita una componente directa.

15 5. Como función madre de ondícula se utiliza una ondícula de Morlet, una ondícula de Daubechies D20 o un sombrero mexicano. Estas funciones de ondículas son generalmente conocidas por los expertos en la técnica, pero aquí se reconoció que son particularmente útiles para detectar oscilaciones de baja frecuencia. Por cierto, el sombrero mexicano se puede definir mediante el ejemplo ilustrativo de la función wavelet madre mencionada anteriormente.

20 Preferiblemente se propone que la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) se especifique para amortiguar las oscilaciones interáreas o las oscilaciones de modo de control. Adicional o alternativamente, se propone que la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) se especifique para amortiguar oscilaciones intraplanta, oscilaciones de planta local, oscilaciones interáreas u oscilaciones en modo de control.

25 Se reconoció que sólo ciertos tipos de oscilaciones de baja frecuencia pueden verse influenciados por la potencia activa y que, por tanto, se debe tener en cuenta el tipo de oscilación para poder amortiguar específicamente las oscilaciones de baja frecuencia. La Tabla 1 a continuación muestra cómo se puede influir en los tipos correspondientes de oscilaciones con una alimentación de potencia activa (P) o de potencia reactiva (Q).

30

Tipo de oscilación	Potencia activa P	Potencia reactiva
Oscilación intraplanta	No	Sí
Oscilación de modo de control	Sí	Sí
Oscilación interárea	Sí	Sí
Oscilación de planta local	No	Sí
Modos torsionales entre sistemas rotativos	-	-

Tabla 1

35 Preferiblemente se propone que, según el tipo de oscilación, durante un período de tiempo predeterminado, la componente de potencia activa o la componente de potencia reactiva se alimente aumentada, se alimente reducida, se alimente aumentada o reducida de forma pulsada, se alimente aumentada y reducida de manera alternativa en una secuencia de impulsos alternados y, adicional o alternativamente, se alimente en forma de rampa ascendente o descendente.

40 Una componente de potencia activa/potencia reactiva aumentada o reducida se refiere a una componente de potencia activa o de potencia reactiva que está presente en el punto de operación para la que no se detecta ninguna oscilación de baja frecuencia en la red de suministro eléctrico. Si, por ejemplo, se opera una instalación de energía eólica en un momento t_1 con una componente de potencia activa del 100% (carga completa) sin una componente de potencia reactiva, el parque eólico se puede controlar durante un período de tiempo predeterminado de tal manera que las instalaciones de energía eólica se limiten al 80% de la potencia activa y se alimente una componente de potencia reactiva capacitiva en la red de suministro eléctrico cuando se detecta una oscilación de baja frecuencia. Esta variante corresponde a una reducción de la componente de potencia activa y un aumento de la componente de potencia reactiva.

50 Se ha reconocido que mediante la alimentación modificada se puede desplazar la red de suministro eléctrico a otro punto de operación con flujos de carga modificados o que se puede desplazar el punto de operación de la red de alimentación eléctrica. Otro punto de operación o de trabajo describe aquí un estado de flujo de carga en la red eléctrica modificado, lo que conduce a una amortiguación de las oscilaciones de baja frecuencia. También se reconoció que el parque eólico no tiene que alimentar permanentemente una potencia modificada (P o Q), sino que la red de suministro puede desplazarse permanentemente a un estado diferente del sistema cambiando brevemente la alimentación de potencia. En particular, se propone diseñar el período de tiempo predeterminado durante el cual se produce una alimentación de potencia cambiada, sea mayor que una media onda de la oscilación de baja frecuencia. Por lo tanto,

el período de tiempo indicado está comprendido entre algunos milisegundos y algunos segundos, por ejemplo, entre 0,3 y 30 segundos.

Se prefiere especialmente la variante en la que la componente de potencia activa se alimenta de forma reducida durante un período de tiempo predeterminado. Esto se basa en el conocimiento de que, al reducir la potencia activa, se reduce el flujo de energía hacia la red eléctrica, es decir, al menos en la medida en que el parque eólico ya no alimenta y, por lo tanto, se estimulan menos energéticamente las oscilaciones de baja frecuencia no deseadas.

Preferiblemente se propone que la característica de oscilación incluya al menos una propiedad adicional de la lista, a saber, una posición de fase (ϕ_{Grid}) de la señal de oscilación, una amplitud de oscilación de la señal de oscilación o un espectro de frecuencia característico de la señal de oscilación.

La posición de fase de la señal de oscilación describe en particular cómo la señal de oscilación o la oscilación de baja frecuencia se encuentra en su ángulo de fase con respecto a una señal de referencia. Esta puede ser, por ejemplo, la posición de fase de la oscilación con respecto a una señal de referencia predeterminada, que también puede ser una señal arbitraria. Por lo tanto, es especialmente relevante la posición de fase absoluta, que puede tener que tenerse en cuenta al introducir una señal de amortiguación correspondientemente modulada.

La amplitud de oscilación de la señal de oscilación describe la desviación máxima en la posición del valor medio aritmético de la señal de oscilación. El espectro de frecuencia se refiere específicamente a un espectro determinado aplicando una transformada de Fourier. Básicamente, las propiedades mencionadas de una oscilación son conocidas y para ello se hace referencia a la bibliografía especializada pertinente o a los conocimientos especializados del experto en la materia. Se sugiere especialmente utilizar estas propiedades para caracterizar la oscilación para controlar la amortiguación en base a ellas.

El lugar en el que se detectó la señal de oscilación puede presentarse, por ejemplo, en forma de coordenadas GPS. De esta manera se puede evaluar un movimiento espacial de una oscilación de baja frecuencia en la red de suministro eléctrico o en una sección de subred.

Preferentemente se propone que la característica de red de la red de suministro eléctrico sea o incluya al menos una sensibilidad de red, que describe una variación del voltaje en el punto de conexión de red en función de un cambio de la potencia alimentada en el punto de conexión de red. Un dato importante para el control planificado del parque eólico para alimentar energía eléctrica a la red es la sensibilidad de red. Esta sensibilidad de red es una propiedad que está particularmente relacionada con el punto de conexión de red. Depende de las propiedades de la red, como la topología de la red, pero también del estado actual de la red. Básicamente indica la sensibilidad del voltaje en el punto de conexión de red ante las influencias y, por tanto, la sensibilidad de la red de suministro eléctrico. Si el generador es una instalación de energía eólica o un parque eólico con varias instalaciones de energía eólica, la fluctuación de la velocidad del viento es una variable externa que puede influir en la red a través de la instalación de energía eólica y, con ello, en el voltaje en el punto de conexión. Las fluctuaciones de la velocidad del viento también pueden tener una influencia fuerte o débil sobre el voltaje en el punto de conexión y, en consecuencia, puede haber una sensibilidad de red alta o débil ante las fluctuaciones de la velocidad del viento.

Adicional o alternatively, se propone que la característica de red de la red de suministro eléctrico sea o incluya una topología de red que describa la estructura constructiva de la red y/o describa un tipo, un número y un punto de conexión de consumidores y generadores conectados en la red. Por lo tanto, la topología de la red puede describir o contener también el tamaño y la distancia de máquinas síncronas existentes, entre las que pueden ser especialmente relevantes sus masas oscilantes o volantes, o una componente de convertidor de la red eléctrica. También se pueden tener en cuenta el diseño estructural y la extensión espacial de la red de suministro eléctrico. Un tipo de generador puede ser una distinción entre pequeños generadores y grandes generadores. Además, a la topología de la red también se le puede asignar una distancia hasta un punto central de red, como por ejemplo una gran ciudad.

Adicional o alternatively se propone que la característica de red de la red de suministro eléctrico sea o incluya al menos una impedancia de red, en particular en el punto de conexión de red. Otras impedancias que se tienen en cuenta en una configuración especial de la característica de red son una impedancia entre generadores síncronos acoplados directamente, que pueden tener una fuerte influencia, en particular debido a sus volantes, en la red de suministro, así como una impedancia entre las instalaciones de energía eólica y un punto central de red, como un área urbana.

Adicional o alternatively, se propone que la característica de red de la red de suministro eléctrico sea o incluya una frecuencia de red (f_{Grid}) de un voltaje de red. Suele ser 50 Hz o 60 Hz.

De manera adicional o alternativa, se propone que la característica de red de la red de suministro eléctrico sea o incluya al menos una relación de corriente de cortocircuito, en particular en el punto de conexión de red. La relación

de corriente de cortocircuito se refiere a la relación entre la potencia de cortocircuito de la red de suministro del punto de conexión en relación con la potencia conectada del parque eólico, en particular la suma de la potencia nominal de todas las instalaciones de energía eólica en el parque eólico bajo consideración. En una realización especial, un operador de red proporciona información sobre las propiedades de la red de suministro eléctrico descritas anteriormente.

Preferiblemente se propone que al menos una característica de la red se determine mediante un procedimiento de análisis de la lista que comprende un análisis de sensibilidad de red para determinar la sensibilidad de red, un análisis de topología de la red para determinar la topología de la red y un análisis de frecuencia de la red para determinar la frecuencia característica y el espectro de frecuencia característico. Los procedimientos de análisis enumerados se llevan a cabo para determinar las características de la red o para determinar las propiedades de la red y pueden determinarse antes de que el parque eólico entre en funcionamiento o durante la operación en curso del parque eólico. Se llevan a cabo especialmente cuando se desconocen las propiedades de la red de suministro eléctrico.

Preferiblemente se sugiere que el análisis de sensibilidad de red incluya los pasos:

- variar la potencia activa alimentada y, adicional o alternativamente, la potencia reactiva alimentada, y
- determinar una respuesta de frecuencia o respuesta de amplitud del voltaje en el punto de conexión de red a la variación de la potencia activa alimentada y, adicional o alternativamente, de la potencia reactiva alimentada.

En una realización especial se propone que la respuesta de frecuencia o la respuesta de amplitud se determine calculando una derivada parcial del voltaje de red respecto a la potencia activa y/o una derivada parcial del voltaje respecto a la potencia reactiva. Se determina la tasa de cambio de la frecuencia y la amplitud del voltaje de la red, cada una para el cambio de potencia activa o reactiva. En particular, la variación de frecuencia del voltaje de red se determina mediante una alimentación de potencia activa modificada y la variación de amplitud del voltaje de red se determina mediante una potencia reactiva modificada.

Preferiblemente se propone que uno de los análisis de topología de red incluya al menos el paso de determinar una estructura y una extensión de la red eléctrica basándose en planos de red o mediciones de distancia. Se puede obtener un plan de red de un operador de red.

Adicional o alternativamente, un análisis de topología de red puede incluir el paso de detectar una impedancia de red entre dos puntos en la red de suministro eléctrico. En una forma de realización especial se propone detectar la impedancia de la red entre una instalación eólica y un punto central de red, describiendo preferentemente el punto central de red un punto de conexión de red o una zona o área de red a la que está conectada al menos una central eléctrica con al menos un generador síncrono acoplado directamente a la red de suministro eléctrico.

Adicional o alternativamente, un análisis de topología de red puede incluir el paso de determinar una relación de corriente de cortocircuito basándose en especificaciones de un operador de red o mediante cálculo.

Además, según la invención se propone un parque eólico o una instalación de energía eólica. Un parque eólico de este tipo o una instalación de energía eólica de este tipo comprende al menos un dispositivo de medición para detectar al menos una oscilación eléctrica de baja frecuencia en la red de suministro eléctrico, un dispositivo de identificación para determinar una característica de oscilación respectiva de la al menos una oscilación detectada, un dispositivo de control para especificar una señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) y/o una señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) y un dispositivo de alimentación para alimentar una componente de potencia activa correspondiente a la señal de amortiguación de potencia activa o una componente de potencia reactiva correspondiente a la señal de amortiguación potencia reactiva.

Por consiguiente, el parque eólico o la instalación de energía eólica están configurados para alimentar potencia activa y reactiva a una red de suministro eléctrico con un voltaje de red mediante el dispositivo de alimentación, donde el voltaje de red tiene una frecuencia de red nominal. La frecuencia nominal de la red suele ser de 50 Hz o 60 Hz. La oscilación eléctrica de baja frecuencia detectada por la unidad de medición tiene una frecuencia que se encuentra, por ejemplo, por debajo de la mitad de la frecuencia nominal de la red. Así, según este ejemplo se propone detectar una oscilación de baja frecuencia en un rango de frecuencia inferior a 25 Hz o 30 Hz, preferentemente en un rango de frecuencia de 5 a 15 Hz, en particular en un rango de frecuencia de 0,2 a 3 Hz. Para ello, el dispositivo de medición puede estar diseñado como dispositivo de medición de tensión y puede medir al menos un voltaje de red de la red eléctrica.

Además del dispositivo de medición, el parque eólico o la instalación de energía eólica incluye un dispositivo de identificación para determinar una característica de oscilación respectiva de la al menos una oscilación detectada, donde la característica de oscilación describe al menos una propiedad de la oscilación detectada. El dispositivo de

identificación puede estar previsto como procesador o estar implementado en un procesador de este tipo. Por consiguiente, se propone implementar el dispositivo de identificación como hardware o como parte de un programa de ordenador. En particular, el dispositivo de identificación está configurado para recibir y procesar datos de medición del dispositivo de medición o la información sobre la oscilación detectada por el dispositivo de medición. Por consiguiente, el dispositivo de identificación puede evaluar la medición del dispositivo de medición o el voltaje de red detectado y caracterizar la oscilación de baja frecuencia usando propiedades tales como una posición de fase de la señal de oscilación, una amplitud de oscilación de la señal de oscilación, un espectro de frecuencia característico de las oscilaciones de baja frecuencia, o una ubicación en la que se detectó la señal de oscilación.

Como otro componente del parque eólico o de la instalación de energía eólica se propone un dispositivo de control para la especificación de una señal de amortiguación de potencia activa ΔP y adicional o alternativamente, una señal de amortiguación de potencia reactiva ΔQ . El dispositivo de control también puede formar parte del dispositivo de identificación. El dispositivo de control está particularmente configurado para generar la señal de amortiguación de potencia activa ΔP y la señal de amortiguación de potencia reactiva ΔQ dependiendo de las características de oscilación específicas y para especificarlas a la unidad de alimentación. El dispositivo de control también puede estar previsto en un procesador o implementarse como parte de un programa informático.

Además, el parque eólico o la instalación de energía eólica también incluye un dispositivo de alimentación para alimentar una componente de potencia activa correspondiente a la señal de amortiguación de potencia activa o una componente de potencia reactiva correspondiente a la señal de amortiguación de potencia reactiva, donde la especificación de la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) o la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) dependiendo de la característica de oscilación específica.

La unidad de alimentación es preferiblemente un convertidor o inversor controlable.

Según una realización, se propone que el parque eólico o la instalación de energía eólica, en particular mediante el dispositivo de medición, el dispositivo de identificación, el dispositivo de control y el dispositivo de alimentación, esté configurado para llevar a cabo un procedimiento según una de las realizaciones descritas anteriormente.

En resumen, aprovecha el hecho de que tanto la potencia activa como la reactiva de una instalación de energía eólica moderna se pueden modular muy rápidamente. La idea es utilizar instalaciones de energía eólica o parques eólicos para llevar a cabo una alimentación a la red y amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia. En particular, es ventajoso llevar a cabo una alimentación de potencia reactiva, ya que ésta sólo tiene una influencia muy pequeña en el rendimiento de una instalación de energía eólica. Sin embargo, no todos los tipos de oscilaciones o señales de oscilación de baja frecuencia se pueden amortiguar con señales de potencia reactiva, como se muestra en la Tabla 1 anterior. Por lo tanto, se propone especialmente utilizar una división adecuada de potencia activa y reactiva para, por un lado, minimizar posibles pérdidas de rendimiento y, por otro lado, obtener un resultado de amortiguación óptimo. En un primer paso se identifica la oscilación de baja frecuencia para luego adaptar la alimentación a ella.

La invención se explica a continuación a modo de ejemplo utilizando realizaciones con referencia a las figuras adjuntas.

Figura 1 Muestra esquemáticamente una instalación de energía eólica.

Figura 2 Muestra esquemáticamente un parque eólico.

Figura 3 Muestra esquemáticamente una estructura de regulación para controlar el parque eólico.

Figura 4 Muestra esquemáticamente dos curvas de tensión de un voltaje de red.

Figura 5 Muestra esquemáticamente un diagrama de flujo para el control de un parque eólico.

La Figura 1 muestra una instalación de energía eólica 100 con una torre 102 y una góndola 104. En la góndola 104 está dispuesto un rotor 106 con tres palas de rotor 108 y un spinner 110. Durante la operación, el viento hace que el rotor 106 gire y por lo tanto acciona un generador en la góndola 104.

La figura 2 muestra un parque eólico 112 con, por ejemplo, tres instalaciones de energía eólica 100, que pueden ser iguales o diferentes. Por lo tanto, las tres instalaciones de energía eólica 100 son representativas de esencialmente cualquier número de instalaciones de energía eólica en un parque eólico 112. Las instalaciones de energía eólica 100 suministran su potencia, en particular la corriente generada, a través de una red de parque eléctrico 114. Las corrientes generadas en cada caso o las potencias de las instalaciones de energía eólica individuales 100 se suman y normalmente se proporciona un transformador 116, que transforma el voltaje en el parque para luego alimentarlo a la red de suministro 120 en el punto de alimentación 118, que también se denomina generalmente PCC. La Fig. 2 es sólo una representación simplificada de un parque eólico 112 que, por ejemplo, no muestra ningún control, aunque por supuesto hay un control. Por ejemplo, la red de parque 114 también se puede diseñar de manera diferente, por

ejemplo, teniendo también un transformador en la salida de cada instalación de energía eólica 100, por nombrar sólo otra realización ejemplar.

La Figura 3 muestra una estructura de regulador 302 para controlar el parque eólico para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia. Con fines ilustrativos, en la Figura 3 sólo se muestra una instalación de energía eólica 300, que puede ser una de varias instalaciones de energía eólica en un parque eólico, como se muestra, por ejemplo, en la Figura 2. La instalación de energía eólica 300 está conectada a una red de suministro eléctrico 306 a través de un punto de conexión de red 304. La red de suministro eléctrico 306 también se denominará a continuación red, por lo que estos términos deben considerarse sinónimos.

La instalación de energía eólica 300 tiene un generador 308 que es accionado por el viento y genera así energía eléctrica. En una realización, el generador 308 está diseñado como un generador síncrono multifásico excitado eléctricamente con dos sistemas trifásicos conectados en forma de estrella, lo que se ilustra mediante los dos símbolos de estrella en el generador 308 en la FIG.3. La corriente alterna generada de esta manera, concretamente corriente alterna de 6 fases en el ejemplo mencionado, se rectifica con un rectificador 310 y se transmite como corriente continua a través de una línea de corriente continua 312 correspondiente, que puede incluir varias líneas individuales, desde la góndola 314 hacia abajo por la torre 316 hasta un inversor 318.

El inversor 318 genera una corriente alterna a partir de la corriente continua, concretamente en el ejemplo mostrado una corriente alterna trifásica para alimentar la red 306. Para ello, el voltaje alterno generado por el inversor 318 se transforma mediante un transformador 320 para luego ser alimentado a la red 306 en el punto de conexión de red 304. El transformador 320 mostrado utiliza una conexión estrella-triángulo, concretamente una conexión en estrella en el lado primario y una conexión en triángulo en el lado secundario, que se muestra aquí sólo como un ejemplo de realización.

La alimentación a la red 306 puede incluir, además de la alimentación de potencia activa P, también la alimentación de potencia reactiva Q, que se ilustra mediante la flecha activa 322. Para la alimentación concreta, el inversor 318 es controlado por una unidad de control 324 correspondiente, por lo que la unidad de control 324 también puede estar unida estructuralmente con el inversor 318. Este control 324 está pensado como un control FACTS. La abreviatura FACTS significa "Flexible AC Transmission System" (Sistema de transmisión de CA flexible), que también se utiliza en los círculos especializados de habla alemana. En particular, un control FACTS de este tipo está preparado para suministrar corriente con una frecuencia y fase predeterminables a la red de suministro eléctrico 306 o para tomarla de ella. En particular, esto hace posible el funcionamiento en 4 cuadrantes, que pueden alimentar y/o extraer potencia activa y reactiva.

En particular, en la figura 3 se pretende ilustrar la estructura funcional básica, y la disposición específica de los elementos individuales también puede elegirse de forma diferente a la mostrada. Por ejemplo, el transformador 320 puede estar dispuesto fuera de la torre 316.

La unidad de control 324 controla el inversor 318 en particular de tal manera que se controla la forma de alimentación a la red 306. Se llevan a cabo tareas tales como adaptar la corriente a alimentar a la situación en la red 306, en particular la frecuencia, fase y amplitud del voltaje en la red 306. Además, la unidad de control 324 está destinada a controlar la proporción o componente de potencia activa P y potencia reactiva Q de la potencia actualmente alimentada a la red 306.

Aquí, se toman medidas en la red 304, en particular en el punto de conexión de red 304, y se evalúan en consecuencia. Alternativamente, también se puede realizar una medición en los terminales de salida del inversor 318, lo que no se muestra en la FIG. 3

A diferencia de los sistemas de control de voltaje ya conocidos, el voltaje en la red o en el punto de conexión de red 304 o en los terminales de conexión de la instalación de energía eólica se mide y luego se proporciona a un controlador de parque eólico 326 y a una unidad de detección 328, que se indica por la flecha discontinua 334. La abreviatura FCU en el bloque 326 significa "Farm Control Unit" y, por tanto, describe un controlador de parque eólico, también en el idioma de los expertos alemanes. La abreviatura PSOD en el bloque 328 significa la expresión "Power System Oscillation Damping", en español: amortiguación de oscilaciones en un sistema de potencia y describe así, también en el lenguaje de los expertos alemanes, una amortiguación de oscilaciones de baja frecuencia.

En comparación con el controlador de parque eólico 326, la unidad de detección 328 está prevista y configurada para detectar al menos una oscilación eléctrica de baja frecuencia de la red de suministro eléctrico, en particular mediante la evaluación del voltaje de red detectado. Para ello, la unidad de detección 328 puede presentar un filtro paso bajo y una unidad de evaluación para filtrar el rango de frecuencia característico de las oscilaciones de baja frecuencia y realizar un análisis del voltaje de red. La unidad de detección puede realizar, por ejemplo, procedimientos de análisis como, por ejemplo, un análisis FFT, un análisis de ondulaciones o un análisis de gradiente.

El resultado del análisis o evaluación es la característica de oscilación, que describe al menos una propiedad de una oscilación detectada. La unidad de detección determina así para cada oscilación de baja frecuencia una característica de oscilación. En un ejemplo específico, la unidad de detección crea una característica de oscilación en forma de un vector de parámetros o conjunto de parámetros en el que las propiedades de la oscilación de baja frecuencia detectada se almacenan como entradas, tales como el tipo de oscilación y la frecuencia de la oscilación de baja frecuencia detectada. Si se producen varias oscilaciones de baja frecuencia, se pueden determinar varias características de oscilación, por ejemplo, se pueden crear dos conjuntos de parámetros para una oscilación.

La unidad de detección 328 detecta así una o más oscilaciones eléctricas de baja frecuencia en la red de suministro eléctrico y determina una característica de oscilación de la al menos una oscilación detectada, en donde la característica de oscilación describe al menos una propiedad de la oscilación detectada.

Después de que la unidad de detección 328 haya detectado una o más oscilaciones eléctricas de baja frecuencia en la red de suministro eléctrico y las haya caracterizado mediante las características de oscilación, se especifican una señal de amortiguación de potencia activa ΔP y una señal de amortiguación de potencia reactiva ΔQ basándose en el resultado de la evaluación o de la caracterización de la oscilación de baja frecuencia. Por lo tanto, se propone no sólo tener en cuenta un límite simple, sino también caracterizar primero la oscilación de baja frecuencia mediante un análisis. La caracterización de la oscilación de baja frecuencia tiene como objetivo mejorar la información individual sobre la oscilación, como por ejemplo el valor de la frecuencia, para poder tener en cuenta también las causas de la oscilación.

Según la realización mostrada, las dos señales de amortiguación ΔP y ΔQ se especifican en paralelo y, por lo tanto, independientemente de una especificación de los puntos de ajuste de potencia P_{FCU} y Q_{FCU} , que son generados por el controlador 326 del parque eólico. Las señales de amortiguación generadas en paralelo ΔP y ΔQ así como los puntos de ajuste de potencia P_{FCU} y Q_{FCU} del controlador del parque eólico se especifican luego al controlador 324. Para este propósito, las señales ΔP , ΔQ , P_{FCU} y Q_{FCU} se suman en un nodo 336 para formar dos señales de valor de ajuste total, una para potencia activa y otra para potencia reactiva. Luego, el controlador 324 controla el inversor 318 dependiendo de las dos señales de valor de ajuste generales y, por lo tanto, cierra el bucle de regulación para el control de potencia.

La Figura 3 también muestra un elemento para especificar la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) o la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ), dependiendo adicionalmente de una característica de red específica. Para ello, la estructura o las propiedades de la red de suministro eléctrico 306, como por ejemplo la sensibilidad de red, la relación de corriente de cortocircuito o la topología de la red, se detectan mediante una unidad de medición de red 338 o, si se conocen, estas propiedades se almacenan en la unidad de medición de red 338. Luego, la característica de red se tiene en cuenta además de la característica de oscilación cuando la unidad de detección 328 especifica la señal de amortiguación de potencia activa ΔP o la señal de amortiguación de potencia reactiva ΔQ . La unidad de medición de red 338 también puede ser parte de la unidad de detección 328. La unidad de medición de red puede estar configurada, por ejemplo, para suministrar potencia a la red eléctrica y detectar la reacción de la red, en particular el voltaje de la red, y deducir de ello una propiedad de la red, como por ejemplo la sensibilidad de red.

Finalmente, la Figura 3 también ilustra el control del generador de la instalación de energía eólica. El generador está controlado por un bloque de control de potencia 330 y un bloque de evaluación de potencia 332 en el área de la góndola. El bloque de control de potencia 330 controla en particular la excitación, es decir, la corriente de excitación, del generador síncrono excitado externamente en el ejemplo de la realización mostrada. El bloque de evaluación de potencia 332 evalúa la potencia suministrada al rectificador 310 y la compara con la potencia entregada por el rectificador 310 a través de las líneas de CC 312 al inversor 318. El resultado de esta evaluación se pasa al bloque de control de potencia 330.

La figura 4 muestra esquemáticamente dos curvas de tensión de un voltaje de red. En el diagrama mostrado, se representa el voltaje de red en los terminales de conexión de una instalación de energía eólica por unidad en el tiempo en segundos. En el instante $t = 1$ s, según la curva de voltaje, se produce una falla en la red, lo que conduce a una fuerte caída de voltaje en el voltaje de la red hasta 0,6 pu del voltaje de la red. A continuación, aproximadamente en el instante $t=1,1$, el voltaje de red vuelve a aumentar bruscamente. Esta excitación en forma de impulsos puede provocar que la red de suministro eléctrico, que es un sistema de energía oscilante, se excite con una oscilación de baja frecuencia.

En el momento t_x , la unidad de detección 328 detecta una oscilación de baja frecuencia que es caracterizada como oscilación de modo de control, que fue excitada por el salto de voltaje en forma de pulso. A partir de este momento, la unidad de detección emite una señal de amortiguación de potencia activa y reactiva, de modo que la oscilación de baja frecuencia se amortigua mediante la alimentación modificada al parque eólico. Se establece el curso estable del voltaje de red 400.

En comparación, la evolución del voltaje de red 402 muestra el caso en el que no se utiliza ninguna unidad de detección 328 y no se especifica ninguna señal de amortiguación. La oscilación de baja frecuencia resuena y oscila debido a la falta de alimentación de potencia activa o reactiva con efecto amortiguador.

La figura 5 muestra un diagrama de flujo según el procedimiento según la invención. En un primer paso S1 se detecta al menos una oscilación eléctrica de baja frecuencia de la red de suministro eléctrico. Por lo tanto, el paso S1 también puede entenderse como un paso de medición. A continuación, se lleva a cabo en el paso S2 una determinación de una característica de oscilación de al menos una oscilación detectada, donde la característica de oscilación describe al menos una propiedad de la oscilación detectada. Por lo tanto, el paso S2 puede entenderse como un paso de caracterización, en el que se caracteriza, por ejemplo, una primera oscilación de baja frecuencia como un tipo de oscilación Tipo1, una frecuencia f_1 y una amplitud de oscilación A_1 y una segunda oscilación de baja frecuencia como Tipo2, f_2 , A_2 . La doble flecha 502 indica que se puede realizar una comparación 502 con una tabla de conversión 500 para asignar los resultados de una evaluación que se lleva a cabo en el paso S2 a un tipo de oscilación. Además, en la tabla de conversión también se pueden guardar valores de ajuste para la señal de amortiguación de potencia activa ΔP o para la señal de amortiguación de potencia reactiva ΔQ , que se leen según la oscilación de baja frecuencia caracterizada.

En otro paso S3 se especifica una señal de amortiguación de potencia activa y, adicional o alternativamente, en cada caso una señal de amortiguación de potencia reactiva para amortiguar la al menos una oscilación de baja frecuencia caracterizada por la característica de oscilación. La señal de amortiguación de potencia activa ΔP o la señal de amortiguación de potencia reactiva ΔQ se especifica dependiendo de las características de oscilación específicas. En un último paso S4 se alimenta a continuación una componente de potencia activa correspondiente a la señal de amortiguación de potencia activa o una componente de potencia reactiva correspondiente a la señal de amortiguación de potencia reactiva.

Opcionalmente está previsto que además del paso S2 tenga lugar otro paso S21, concretamente la determinación de una característica de red que caracteriza una estructura de la red de suministro eléctrico, donde la especificación de la señal de amortiguación de potencia activa ΔP o la señal de amortiguación de potencia reactiva ΔQ se realiza, además, en función de la característica específica de la red. Esta variante opcional adicional se muestra con la flecha discontinua en la Figura 5. Al alimentar potencia activa y reactiva para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia, las características de la red también tienen en cuenta la estructura o las propiedades de la red eléctrica.

En resumen, se propone por tanto detectar variaciones u oscilaciones de baja frecuencia con un procedimiento adicional y generar señales de amortiguación ΔP y ΔQ en función de la oscilación y, dado el caso, de las propiedades de red del sistema o de la red eléctrica. Esto aprovecha especialmente el hecho de que P & Q pueden influir de forma diferente en los tipos de oscilación. En particular, el objetivo de regulación es implementar un procedimiento para amortiguar las llamadas oscilaciones del sistema de potencia a nivel de energía eólica o de parques eólicos mediante una inyección o alimentación selectiva de potencia activa y reactiva (señales de amortiguación ΔP y ΔQ).

Con el procedimiento propuesto se determina la señal de oscilación, detectándose en particular la frecuencia y la posición de fase de la señal de oscilación de baja frecuencia. Se determina una característica de oscilación. A continuación, se generan señales de amortiguación adecuadas según las características de oscilación y, adicional o alternativamente, según una característica de la red. Las características de red se pueden realizar mediante un análisis de sensibilidad de red, que determina la respuesta de una alimentación ΔP y ΔQ , o utilizando procedimientos analíticos como la topología de la red o el análisis de frecuencia de oscilación. En base a esto, las señales de amortiguación son transmitidas a la instalación de energía eólica.

El procedimiento según las realizaciones descritas anteriormente permite amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia y un funcionamiento más estable de la red, sin utilización adicional de sistemas de red. Además, se puede lograr una mayor aceptación de la tecnología de inyección alimentada por convertidores mejorando la seguridad del sistema y se pueden minimizar los riesgos causados por oscilaciones de baja frecuencia en los sistemas de transmisión de energía a través de plantas de energía eólica.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento para controlar un parque eólico (112) para amortiguar oscilaciones eléctricas de baja frecuencia, en particular resonancias subsíncronas, en una red de suministro eléctrico (306), en donde la red de suministro (306) tiene un voltaje de red con una frecuencia de red nominal y un punto de operación que se caracteriza por flujos de carga, donde el parque eólico (112) tiene al menos una instalación de energía eólica (100, 300) conectada a la red de suministro eléctrico (306), que comprende los pasos:
 - detectar al menos una oscilación eléctrica de baja frecuencia de la red de suministro eléctrico,
 - determinar en cada caso una característica de oscilación de la al menos una oscilación detectada, donde la característica de oscilación describe al menos una propiedad de la oscilación detectada, y la determinación de la característica de oscilación incluye determinar un modo de oscilación;
 - especificar una señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) y/o una señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) en cada caso para amortiguar la al menos una oscilación de baja frecuencia caracterizada por la característica de oscilación;
 - alimentar una componente de potencia activa de acuerdo con la señal de amortiguación de potencia activa o una componente de potencia reactiva de acuerdo con la señal de amortiguación de potencia reactiva, donde la alimentación de la componente de potencia activa y/o de la componente de potencia reactiva a la red de suministro eléctrico (306) tiene lugar de tal manera, que los flujos de carga en la red de suministro (306) se modifican para cambiar el punto de operación de la red de suministro eléctrico, y donde
 - la especificación de la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) o de la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) se realiza en función de la característica de oscilación determinada, y
 - se tiene en cuenta el modo de oscilación respectivo de la oscilación de baja frecuencia detectada en la red eléctrica para realizar una alimentación adaptada a él, donde
 - una amortiguación de las oscilaciones de baja frecuencia dependiente del modo de oscilación está influida de forma diferente mediante la alimentación de potencia activa o reactiva.
2. Procedimiento según la reivindicación 1, caracterizado por que, además, se lleva a cabo la etapa de procedimiento:
 - determinar una característica de red que caracteriza una estructura de la red de suministro eléctrico, donde la especificación de la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) o de la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) tiene lugar, además, dependiendo de la característica de red determinada.
3. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que al determinar el modo de oscilación se distingue entre los modos de oscilación
 - oscilaciones intraplanta, que se refieren a oscilaciones entre una pluralidad de unidades de generación conectadas a la red de suministro eléctrico (306) en una sección de la red de suministro,
 - oscilaciones de modo de control, que se refieren a oscilaciones provocadas por el control de retroalimentación de unidades de generación, unidades de consumo o unidades de conversión conectadas a la red de suministro eléctrico (306),
 - oscilaciones interáreas, que se refieren a oscilaciones entre una pluralidad de secciones de red de suministro, y
 - oscilaciones de planta local, que se refieren a oscilaciones entre una unidad de generación conectada a la red de suministro eléctrico (306) y la red de suministro (306).
4. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que
 - la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) y la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) se especifican independientemente entre sí, en particular por que
 - la señal de amortiguación de potencia activa está formada por una función de amortiguación de potencia activa que recibe al menos una primera propiedad de la característica de oscilación como señal de entrada y emite la señal de amortiguación de potencia activa como señal de salida, y por que
 - la señal de amortiguación de potencia reactiva está formada por una función de amortiguación de potencia reactiva que recibe al menos una segunda propiedad de la característica de oscilación como señal de entrada y emite la señal de amortiguación de potencia reactiva como señal de salida, y/o
 - la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) y la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) se especifican independientemente de un valor de ajuste de potencia activa o un valor de ajuste de potencia reactiva (P_{FCU} , Q_{FCU}) de un controlador de parque eólico, y
 - la componente de potencia activa alimentada o la componente de potencia reactiva alimentada se alimentan de tal manera que se amortigüen diferentes modos de oscilación de baja frecuencia independientemente entre sí.
5. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que la determinación de una característica de oscilación se realiza mediante
 - un análisis FFT,

- un análisis de ondículas, y/o
- un análisis de gradiente.

6. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que

- la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) se especifica para amortiguar las oscilaciones interáreas o las oscilaciones de modo de control, y/o
- la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) se especifica para amortiguar las oscilaciones intraplanta, las oscilaciones de planta local, las oscilaciones interáreas o las oscilaciones de modo de control, y/o
- la componente de potencia activa o la componente de potencia reactiva, de acuerdo con la característica de oscilación determinada,
 - se alimenta aumentada
 - se alimenta reducida,
 - se alimenta aumentada o reducida de forma pulsada,
 - se alimenta aumentada y reducida de manera alternativa en una secuencia de impulsos alternados y/o
 - se alimenta en forma de rampa ascendente o descendente durante un período de tiempo determinado.

7. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que

- la característica de oscilación es, o comprende al menos, una propiedad de la lista que incluye:
 - una posición de fase (ϕ_{Grid}) de la señal de oscilación,
 - una amplitud de oscilación de la señal de oscilación,
 - un espectro de frecuencia característico de las oscilaciones de baja frecuencia, y
 - un lugar en el que se ha detectado la señal de oscilación.

8. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que

- la característica de red de la red de suministro eléctrico (306) es, o comprende al menos, una propiedad de la lista que incluye:
 - una frecuencia de red (f_{Grid}) de un voltaje de red,
 - una sensibilidad de red que describe una variación en el voltaje en el punto de conexión de red (304) en relación con un cambio en la potencia alimentada,
 - una topología de red que describe la estructura constructiva de la red y/o describe un tipo, un número y un punto de conexión de consumidores y generadores conectados en la red (306),
 - una impedancia de red, en particular en el punto de conexión de red (304),
 - una relación de corriente de cortocircuito, en particular en el punto de conexión de red (304).

9. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que al menos una característica de red se determina mediante un procedimiento de análisis a partir de la lista que incluye:

- un análisis de sensibilidad de red para determinar la sensibilidad de red, donde el análisis de sensibilidad de red comprende preferiblemente las etapas:
 - variar la potencia activa alimentada (P) y/o la potencia reactiva alimentada (Q) y
 - determinar una respuesta de frecuencia o respuesta de amplitud del voltaje en el punto de conexión de red (304) a la variación en la potencia activa (P) y/o potencia reactiva (Q) alimentada, en particular calculando una derivada parcial del voltaje respecto a la potencia activa (P) y/o una derivada parcial del voltaje respecto a la potencia reactiva (Q),
- un análisis de topología de red para determinar la topología de red, en el que el análisis de topología de red comprende preferiblemente al menos uno de los pasos de la lista que incluye:
 - establecer una estructura y una extensión de la red eléctrica basándose en diagramas de red o mediciones de distancia,
 - establecer una impedancia de red entre dos puntos en la red de suministro eléctrico (306), en particular entre una instalación de energía eólica (100, 300) y un punto central de red, donde el punto central de red describe preferiblemente un punto de conexión de red (304) o área de red a la que está conectada al menos una central eléctrica con al menos un generador síncrono directamente acoplado a la red de suministro eléctrico (306), y
 - establecer una relación de corriente de cortocircuito basada en las especificaciones de un operador de red o mediante cálculo, y
- un análisis de frecuencia de red para determinar la frecuencia característica y el espectro de frecuencia característico.

10. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que

- la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) se especifica como una señal modulada, mientras que la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) se especifica como una señal constante, o por que
- la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) se especifica como una señal modulada, mientras que la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) se especifica como una señal constante.

11. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, donde
- para detectar al menos una oscilación eléctrica de baja frecuencia de la red de suministro eléctrico (306), y/o
 - para determinar en cada caso una característica de oscilación de la al menos una oscilación detectada, se proporcionan los siguientes pasos
 - detectar al menos una señal eléctrica de la red de suministro eléctrico (306) y
 - evaluar la señal eléctrica mediante un análisis de ondículas, en el que se crea una imagen de frecuencia dependiente del tiempo mediante un análisis de correlación de la señal detectada con una función madre de ondículas predeterminada,
 - donde preferentemente se supone la presencia de una oscilación de baja frecuencia cuando
 - además de una componente básica, en la imagen de frecuencia dependiente del tiempo está presente al menos otra componente de baja frecuencia.
12. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que se detecta el desarrollo temporal de una amplitud de una o de la al menos una componente de frecuencia adicional.
13. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que una o la función madre de ondículas presenta al menos una propiedad de la lista que incluye las siguientes propiedades:
- I) la función madre de ondículas está preparada para ser escalable, en particular en función del tiempo o de la frecuencia,
 - II) la función madre de ondículas está preparada para ser desplazable en el tiempo,
 - III) la función madre de ondículas tiene localidad tanto en el rango de frecuencia como en el rango de tiempo,
 - IV) la función madre de ondículas tiene una integral en el rango de tiempo que es 0,
 - V) se utiliza una función wavelet como función madre de ondículas de la lista que incluye:
 - a. una ondícula de Morlet,
 - b. una ondícula Daubechies D20
 - c. un sombrero mexicano.
14. Un parque eólico (112) o instalación de energía eólica (100, 300), donde el parque eólico (112) o la instalación de energía eólica (100, 300) está configurado para alimentar potencia activa y potencia reactiva a una red de suministro eléctrico (306) con un voltaje de red, donde el voltaje de red tiene una frecuencia de red nominal, y un punto de operación que se caracteriza por flujos de carga, donde el parque eólico (112) o la instalación de energía eólica (100, 300) comprende:
- un dispositivo de medición para detectar al menos una oscilación eléctrica de baja frecuencia en la red de suministro eléctrico (306),
 - un dispositivo de identificación para determinar en cada caso una característica de oscilación de la al menos una oscilación detectada, donde la característica de oscilación describe al menos una propiedad de la oscilación detectada, y la determinación de una característica de oscilación incluye la determinación de un modo de oscilación;
 - un dispositivo de control para especificar una señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) y/o una señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ), y
 - un dispositivo de alimentación para alimentar una componente de potencia activa según la señal de amortiguación de potencia activa o una componente de potencia reactiva según la señal de amortiguación de potencia reactiva, donde la alimentación de la componente de potencia activa y/o de la componente de potencia reactiva a la red de suministro eléctrico (306) tiene lugar de tal manera que los flujos de carga en la red de suministro (306) se cambian para cambiar el punto de operación de la red de suministro eléctrico, y donde
 - el dispositivo de control está preparado para que la especificación de la señal de amortiguación de potencia activa (ΔP) o la señal de amortiguación de potencia reactiva (ΔQ) se lleve a cabo dependiendo de la característica de oscilación determinada, y
 - se tiene en cuenta el modo de oscilación respectivo de la oscilación de baja frecuencia detectada en la red eléctrica para realizar una alimentación adaptada a ello, donde
 - una amortiguación de las oscilaciones de baja frecuencia dependiente del modo de oscilación está influida de forma diferente mediante la alimentación de potencia activa o reactiva.
15. Parque eólico (112) o instalación de energía eólica (100, 300) según la reivindicación 14, caracterizado por que la instalación de energía eólica (100, 300) o el parque eólico (112), en particular el dispositivo de control, está configurado para realizar un procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 13.

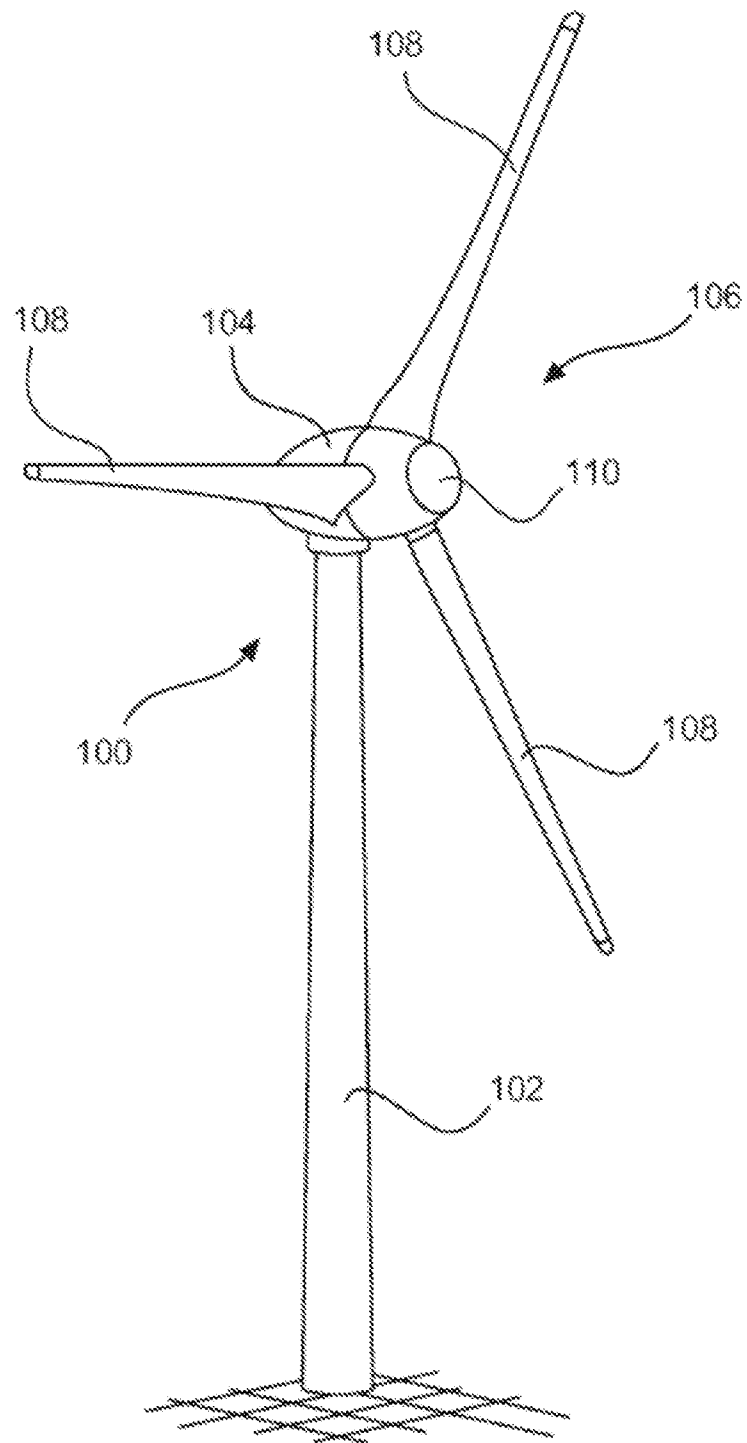


Fig. 1

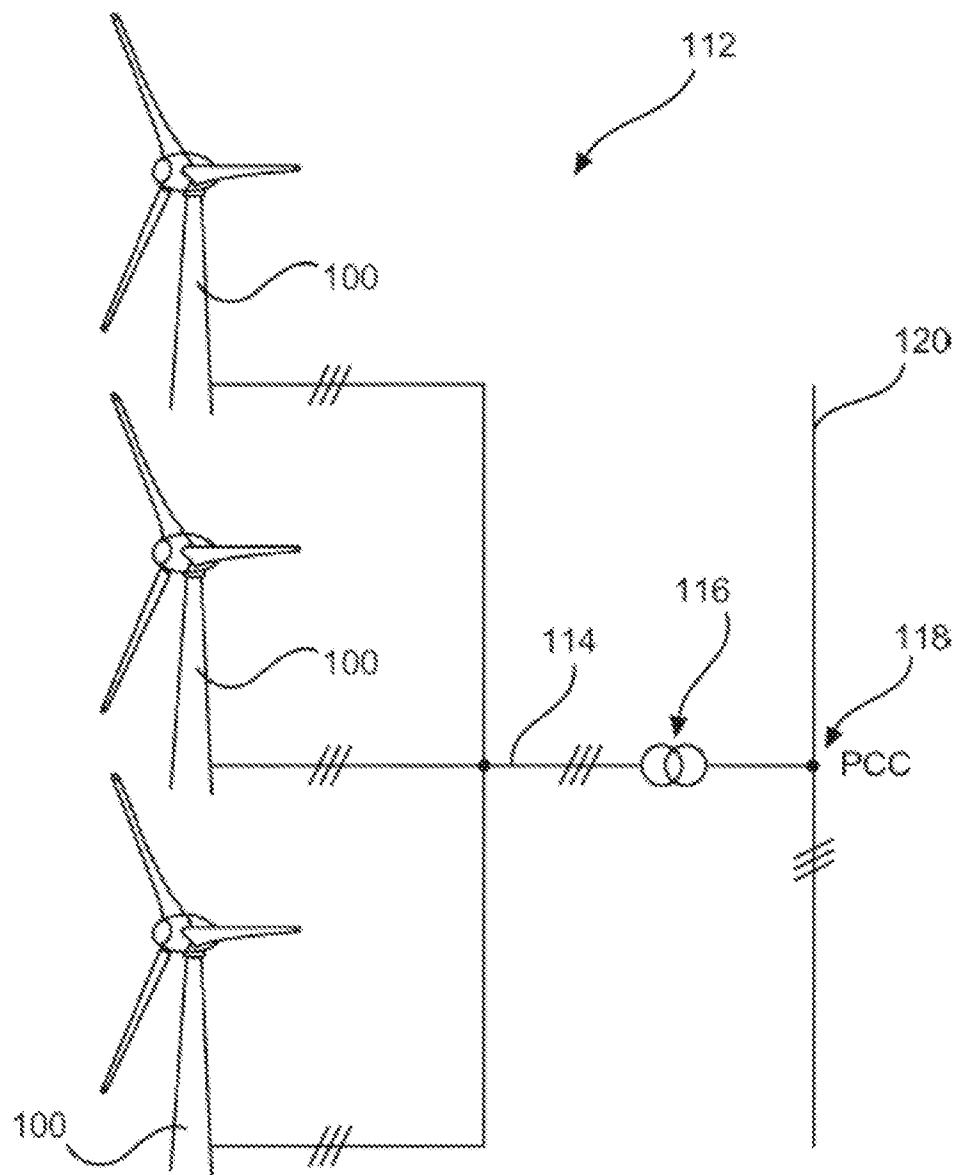


Fig. 2

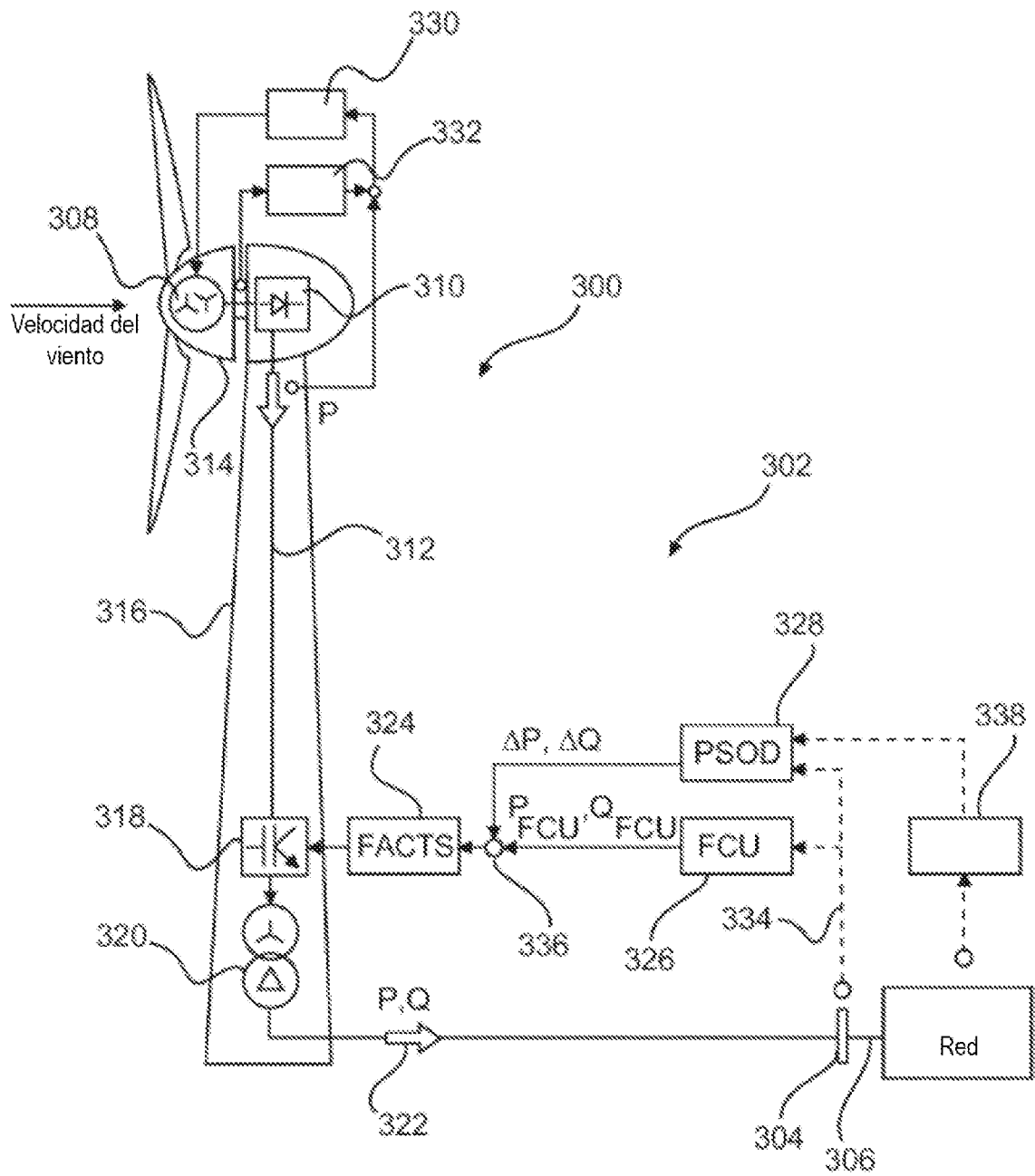


Fig. 3

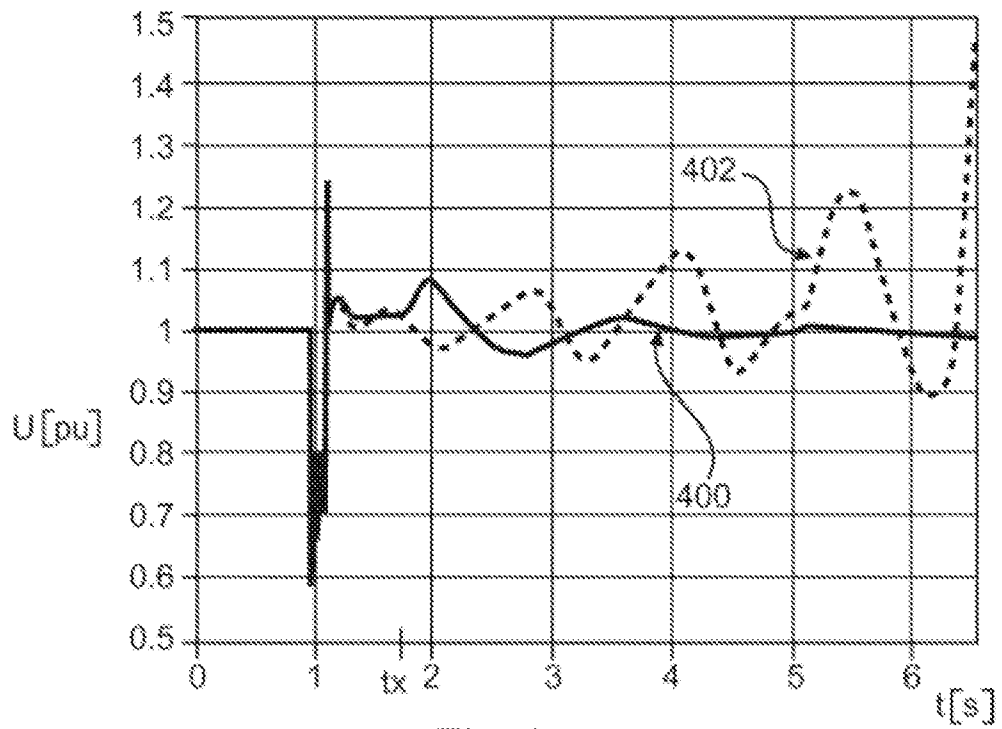


Fig. 4

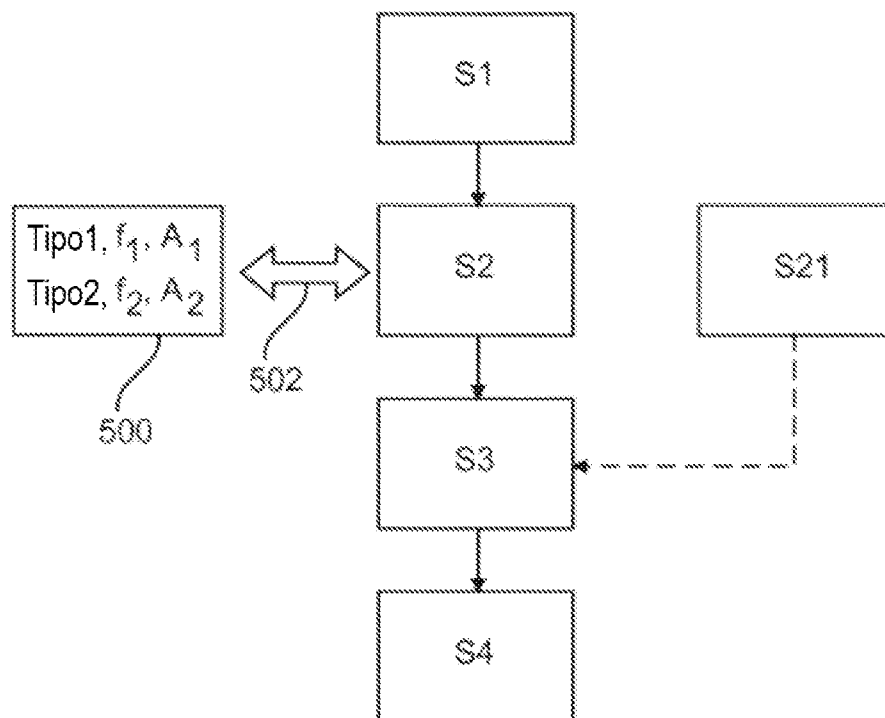


Fig. 5