(19) OFICINA ESPAÑOLA DE PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

(11) Número de publicación: **2 698 385**

(51) Int. Cl.:
H02J 3/24 (2006.01)

(12) TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA T3

(86) Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **18.11.2010** **PCT/GB2010/051922**

(87) Fecha y número de publicación internacional: **26.05.2011** **WO11061538**

(96) Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **18.11.2010** **E 10795750 (8)**

(97) Fecha y número de publicación de la concesión europea: **17.10.2018** **EP 2502320**

(54) Título: **Procedimiento de análisis de oscilaciones de red y aparato asociado**

(30) Prioridad:

18.11.2009 GB 0920206

(45) Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
04.02.2019

(73) Titular/es:

PSYMETRIX LTD (100.0%)
Mitchell House- 1st Floor, 5 Mitchell Street
Edinburgh EH6 7BD, GB

(72) Inventor/es:

WILSON, DOUGLAS

(74) Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 698 385 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 de análisis de oscilaciones de red y aparato asociado

Campo de la invención

La presente invención se refiere a un procedimiento de análisis de oscilaciones de red y a un aparato asociado. Más concretamente, la invención se refiere a un procedimiento de determinación acerca de si un subsistema de red de una red eléctrica está contribuyendo a las oscilaciones de la frecuencia de red.

Antecedentes de la invención

Las redes de energía eléctrica son propensas a oscilaciones de la red. Por ejemplo, las oscilaciones pueden apreciarse en la frecuencia de red, en la energía eléctrica de la red, en el ángulo de tensión de la red y / o en la velocidad de los generadores y de otros equipos utilizados como parte de una red.

La divulgación incluida en la presente memoria se refiere principalmente a las oscilaciones de la frecuencia de red y a las oscilaciones en la energía eléctrica de la red. Sin embargo, debe destacarse que las oscilaciones de otras métricas de la red quedan incluidas de manera expresa dentro del alcance de la divulgación.

Las oscilaciones de la frecuencia de red pueden ser perjudiciales al funcionamiento adecuado de una red eléctrica. Las oscilaciones de la frecuencia de red pueden, por ejemplo, provocar el disparo de los interconectores, el disparo de los relés, la pérdida de carga o el esfuerzo de las plantas generadoras. Dichas oscilaciones a menudo implican (y afectan) a muchas plantas generadoras. Por ejemplo, las oscilaciones de frecuencia pueden venir provocadas por oscilaciones de la velocidad del rotor en los generadores. Así mismo, dichas oscilaciones de la frecuencia de red pueden franquear los límites entre las áreas de red bajo el control de diferentes compañías operativas o incluso los límites nacionales.

El documento WO 2008122253 A1 divulga un procedimiento que determina la contribución de unidades, por ejemplo de generadores, a las perturbaciones eléctricas. El procedimiento implica la medición de un perfil de valor de medición temporal de una perturbación eléctrica en múltiples puntos de medición de una red de alimentación de energía eléctrica. Una solución de un conjunto de ecuaciones es utilizada para determinar la extensión de la contribución de las unidades, por ejemplo del generador, a las perturbaciones eléctricas producidas en la red de alimentación de energía eléctrica, donde los coeficientes de las ecuaciones contienen unos valores característicos de unos diagramas de circuito de sustitución de la red de alimentación de energía eléctrica y los valores de entrada de las ecuaciones contienen los perfiles de los valores de medición medidos.

Para evitar dudas, debe destacarse que, según se utiliza en la presente memoria, el término "oscilación de la frecuencia de red", con referencia a las redes de energía eléctrica abarca las variaciones de la frecuencia nominal de la red. Por ejemplo, una red de energía eléctrica puede proporcionar energía a una frecuencia de 60 Hz. Sin embargo, la frecuencia puede variar entre, digamos, 59 Hz y 61 Hz con un periodo de, digamos, 20 segundos, aunque este es un ejemplo extremo de oscilaciones en la frecuencia de red. Por tanto, el término "oscilación en la frecuencia de red", se refiere a las desviaciones periódicas a lo largo del tiempo de la frecuencia en una red de energía eléctrica, por ejemplo las variaciones periódicas de la frecuencia de red nominal de 60 Hz entre 59 Hz y 61 Hz.

Las variaciones de la frecuencia de red y / o de la energía eléctrica también ofrecen una frecuencia de las oscilaciones asociada con ellas.

El término "frecuencia de red" abarca la frecuencia de la energía eléctrica suministrada por la red, por ejemplo la frecuencia nominal de 50 Hz o 60 Hz de la red y cualquier desviación respecto del valor nominal.

Bajo determinadas condiciones de la red, las oscilaciones de la frecuencia de red pueden ser defectuosamente amortiguadas o incluso inestables. La Figura 1 ilustra una oscilación inestable en la frecuencia de red que conduce a una separación del sistema y a un disparo de relés de interrupción de la carga. Más concretamente, la Figura 1 muestra un gráfico de una frecuencia de red a lo largo del tiempo en el que un sistema nominal de 60 Hz oscila a baja frecuencia con un periodo de aproximadamente 20 segundos con variaciones desde 59 Hz hasta 61 Hz.

Los actuales inventores han apreciado que en la actualidad es difícil determinar si un subsistema de red concreto, por ejemplo una planta generadora, un área de control o alguna zona definida de la red está contribuyendo positiva o negativamente a la estabilidad de una oscilación de la frecuencia de red, o está simplemente respondiendo a la oscilación de la frecuencia de red.

Por tanto, un objetivo de la presente invención es suministrar una red eléctrica que comprenda un aparato que pueda ser operado para determinar si un subsistema de red está contribuyendo positiva o negativamente a la estabilidad de la oscilación de la frecuencia de red.

Es un objetivo adicional de la presente invención suministrar un procedimiento de determinación de si un subsistema de red de una red eléctrica está contribuyendo positiva o negativamente a la estabilidad de las oscilaciones de la frecuencia de red.

Exposición de la invención

La presente invención estriba en un procedimiento de determinación de la contribución de un subsistema de red a las oscilaciones de la frecuencia de red en una red eléctrica externa en una red de alimentación de energía eléctrica según se define en la reivindicación 1.

El solicitante ha detectado que determinando una relación de fase entre las oscilaciones de la frecuencia de red y las oscilaciones de la potencia activa transportada sobre una conexión eléctrica, se puede determinar si el subsistema está contribuyendo a la oscilación o respondiendo a ella. Así mismo, la magnitud del componente de las oscilaciones de la potencia en cuadratura con las oscilaciones de la frecuencia de red permite la cuantificación de la contribución del subsistema de red a las oscilaciones de la frecuencia de red.

Según se utiliza en la presente memoria el término "subsistema de red" abarca uno o más elementos eléctricos que pueden formar parte de una red de energía eléctrica. Por ejemplo, un subsistema de red puede comprender uno o más generadores o subestaciones.

Según se utiliza en la presente memoria, el término "red eléctrica externa" abarca cualquier elemento de una red de energía eléctrica que sea externo a un subsistema de red. La red externa puede, por tanto, representar la red más amplia o, dicho de otra manera, el resto de la red de energía eléctrica.

Según se utiliza en la presente memoria el término "red de energía eléctrica" abarca cualquier red de elementos eléctricos que están interconectados con la finalidad de suministrar energía eléctrica.

La primera cantidad puede ser medida en el subsistema de red. Como alternativa, la primera cantidad puede ser medida en la red eléctrica externa.

Debe destacarse que una relación de fase es una relación entre dos cantidades que oscilan en la misma frecuencia, de manera que hay un desplazamiento temporal constante entre los picos de las cantidades oscilantes. El desplazamiento temporal puede expresarse en términos de un ángulo de fase, o "una relación de fase" entre las cantidades. Hay una amplitud de oscilaciones asociadas con cada cantidad oscilante, y conjuntamente el ángulo y la fase pueden ser expresadas como un vector. Este vector puede ser descompuesto en componentes con fines de análisis.

Los componentes de una señal que están en cuadratura son ortogonales con otra señal. Esto es, pueden dirigir o retrasar la otra señal en 90 grados. El solicitante ha detectado que la contribución de un subsistema de red a las oscilaciones de la frecuencia de red en una red eléctrica externa se puede determinar determinando el componente de las oscilaciones en la potencia activa que dirige o retrasa las oscilaciones de la frecuencia de red.

De modo opcional, la primera cantidad puede comprender oscilaciones en la frecuencia de red en el subsistema de red.

A menudo el subsistema de red puede ser más accesible que los elementos de la red eléctrica externa. Esto puede deberse a que determinados elementos de la red eléctrica externa pueden estar situados en otros territorios o países. Por tanto, se producen ventajas de facilidad de medición cuando la primera cantidad corresponde a oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema de red.

La medición de las oscilaciones en la frecuencia de red en el subsistema de red pueden corresponder a las oscilaciones en la frecuencia de red en la red eléctrica externa indicativas del tipo de oscilación de red según lo analizado más adelante. Esto es, si el tipo de oscilación de red está en modo común, entonces las oscilaciones en la frecuencia de red de la red eléctrica externa tendrán la misma fase que las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema de red. Si el tipo de oscilación de red está en una fase opuesta, entonces las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa estarán en una fase opuesta a las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema de red. De esta forma, las mediciones de la frecuencia de red tanto en el subsistema de red como en la red eléctrica externa se corresponden con las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa.

De modo opcional, el procedimiento puede además comprender la recepción de una tercera cantidad que comprenda las oscilaciones de la frecuencia de red dentro de la red eléctrica externa.

La recepción de las mediciones correspondientes a las oscilaciones de la frecuencia de red dentro de la red eléctrica externa permite una determinación más consistente de la contribución de las oscilaciones según lo analizado más adelante.

De modo opcional, el procedimiento puede también comprender la medición de la primera cantidad dentro del subsistema de red, la medición de la segunda cantidad sobre la al menos una conexión eléctrica con el subsistema de red y la medición de la tercera cantidad dentro de la red eléctrica externa.

De modo opcional, el procedimiento puede también comprender la determinación de si las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema de red están en un modo común con las oscilaciones en la frecuencia de red de la red eléctrica externa dependiendo de que la frecuencia de la primera cantidad sea inferior a 0,1 Hz.

De modo opcional, el procedimiento puede también comprender la determinación de si las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema de red están en un modo común con las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa dependiendo de que la primera cantidad tenga las mismas amplitud y fase que la tercera cantidad.

La determinación de que el tipo de oscilaciones de la frecuencia de red están en un modo común permite la determinación de si el subsistema de red está contribuyendo positiva o negativamente a las oscilaciones de la frecuencia de red en base a la relación de fase de la primera cantidad con la segunda cantidad. En un modo común, si un componente de la segunda cantidad dirige la fase de la primera cantidad, entonces el subsistema de red se determina que está negativamente contribuyendo a las oscilaciones.

De modo opcional, el procedimiento puede también comprender la determinación de la magnitud de un componente de la segunda cantidad que dirige la fase de la primera cantidad en un ángulo de 90 grados.

De modo opcional, el procedimiento puede también comprender la determinación de si las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema de red son de fase opuesta a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa dependiendo de que la frecuencia de la primera cantidad sea mayor de 0,2 Hz.

De modo opcional, el procedimiento puede también comprender la determinación de si las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema de red son de fase opuesta a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa dependiendo de que la primera cantidad esté 180 grados fuera de fase respecto de la tercera cantidad.

La determinación de que el tipo de oscilaciones de la frecuencia de red está en la fase opuesta permite la determinación de si un subsistema de red está contribuyendo positiva o negativamente a las oscilaciones de la frecuencia de red en base a la relación de fase de la primera cantidad con la segunda cantidad. En la fase opuesta si un componente de la segunda cantidad retarda la fase de la primera cantidad cuando la primera cantidad comprende oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema de red entonces el subsistema de red se determina que está negativamente contribuyendo a las oscilaciones

De modo opcional, el procedimiento puede también comprender la determinación de una magnitud de un componente de la segunda cantidad de retardo de la fase de la primera cantidad en 90 grados.

De modo opcional, la al menos una conexión eléctrica puede comprender una pluralidad de conexiones eléctricas entre el subsistema de red y la red eléctrica externa y la segunda cantidad puede corresponder a una suma de las oscilaciones de la potencia activa transportada sobre cada una de la pluralidad de conexiones eléctricas.

De modo opcional, al menos una conexión eléctrica puede comprender una pluralidad de conexiones eléctricas entre el subsistema de red y la red eléctrica externa y la recepción de al menos una segunda cantidad puede comprender la recepción de una pluralidad de segundas cantidades correspondiendo cada segunda cantidad a las oscilaciones en la potencia activa transportada sobre una de la pluralidad de conexiones eléctricas, y la determinación de al menos una relación de fase puede comprender la determinación de una pluralidad de relaciones de fase entre la primera cantidad y la pluralidad de segundas cantidades para determinar los componentes de la pluralidad de las segundas cantidades que contribuyen a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa.

De modo opcional, el procedimiento puede también comprender la determinación de las magnitudes de los componentes de las segundas cantidades que están en cuadratura con la primera cantidad.

De modo opcional, el procedimiento puede también comprender la suma de las magnitudes de los componentes de las segundas cantidades que están en cuadratura con la primera cantidad.

De acuerdo con un segundo aspecto de la invención, se proporciona un procedimiento de determinación de la contribución de un subsistema de red de una pluralidad de subsistemas de red a las oscilaciones de la frecuencia de red en una red eléctrica externa en una red de energía eléctrica según se define en la reivindicación 10.

De modo opcional, el procedimiento puede también comprender la determinación de que el segundo subsistema de red está contribuyendo a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa si la magnitud normalizada del segundo subsistema de red es de 0,5 o más

De acuerdo con la invención, en un tercer aspecto, se proporciona un producto de programa informático que comprende un código de programa informático ejecutable en un procesador informático para desarrollar el procedimiento anteriormente descrito.

De acuerdo con la divulgación, en un cuarto aspecto, se proporciona un aparato para la determinación de la contribución de un subsistema de red a las oscilaciones de la frecuencia de red en una red eléctrica externa en una red de energía eléctrica según se define en la reivindicación 12.

De modo opcional, el aparato comprende también una primera unidad de medición en el enlace de comunicaciones con el procesador y con al menos una conexión eléctrica con el subsistema de red, estando la primera unidad de medición dispuesta para medir las primera y / o segunda cantidades y suministrarlas al procesador.

De modo opcional, la primera unidad de medición puede comprender una unidad de medición de vector de corriente.

De acuerdo con la divulgación, en un quinto aspecto, se proporciona una red eléctrica que comprende el aparato antes descrito.

Con referencia a las oscilaciones de la frecuencia de red, estando las primera y segunda áreas de red 180 grados fuera de fase, debe destacarse que esto abarca las oscilaciones de la frecuencia de red que estén aproximadamente 180 grados fuera de fase. Por ejemplo, las oscilaciones de la frecuencia de red pueden estar 180 grados fuera de fase + / - 45 grados.

De acuerdo con la divulgación, en un quinto aspecto, se proporciona una red eléctrica que comprende: un subsistema de red; un aparato de medición operable para medir una primera cantidad que corresponde a la frecuencia de red sobre una conexión eléctrica con el subsistema de red a lo largo del tiempo y la medición de una segunda cantidad que corresponde a la potencia activa transportada sobre una conexión eléctrica sobre el subsistema de red a lo largo del tiempo, cambiando cada una entre la primera cantidad y la segunda cantidad de forma oscilatoria a lo largo del tiempo; y un aparato de procesamiento operable para determinar una relación de fase entre la primera y la segunda cantidades oscilatorias.

En uso, el aparato de medición mide la primera cantidad, por ejemplo, la frecuencia de red y la segunda cantidad, por ejemplo, la potencia activa. La primera cantidad, que corresponde a la frecuencia de red oscilante, oscila a una frecuencia, por ejemplo, por debajo de la frecuencia de red nominal a una frecuencia, por ejemplo, de 0,06 Hz, que es característica de la oscilación de red. La segunda cantidad oscila de forma que también es característica de la oscilación de red. Por tanto, es el cambio, esto es la oscilación, de cada una de las primera y segunda cantidades a lo largo del tiempo, la que es operada por el aparato de procesamiento.

La primera cantidad es la frecuencia de red. Como alternativa, aunque no incluida dentro del alcance de la presente invención, la primera cantidad puede ser una medición angular. Una oscilación entre el ángulo de una tensión medida es equivalente a una oscilación de la frecuencia de red medida en sustancialmente el mismo emplazamiento, por ejemplo, en el mismo bus, con un desplazamiento de fase de 90 grados. Como alternativa, aunque no se incluye en el alcance de la presente invención, la primera cantidad puede ser el ángulo de un rotor de generador, aunque se requiere el mismo desplazamiento de fase de 90 grados. Como alternativa, aunque no se incluye dentro del alcance de la presente invención, la primera cantidad puede ser la velocidad del rotor del generador. El rotor del generador puede rotar a una frecuencia correspondiente a la frecuencia de red y, por tanto, las oscilaciones de la frecuencia de red pueden ser evidentes a partir de la velocidad del generador del rotor.

La segunda cantidad es la potencia activa. La potencia activa puede ser derivada de las mediciones de la tensión, por ejemplo en un bus, y las mediciones de la corriente, por ejemplo, en un circuito que conecte con el bus. Como alternativa o adicionalmente, la segunda cantidad puede ser la corriente, por ejemplo medida en un circuito que conecte con el bus. Por tanto, una corriente medida puede corresponder a oscilaciones en la potencia activa.

El aparato de procesamiento es operativo para determinar la relación de fase entre la primera y segunda cantidades oscilantes. Por ejemplo, el aparato de procesamiento puede ser operativo para determinar si hay una diferencia de fase entre las primera y segunda cantidades oscilantes.

Una oscilación de la frecuencia en una red eléctrica puede representar una oscilación en la velocidad rotacional de máquinas rotatorias, por ejemplo generadores, dentro de la red. La oscilación conlleva a la aceleración y la desaceleración periódica de la red o de algunas partes de ella, y las máquinas rotatorias están acelerando y desacelerando de manera conjunta con la oscilación de la frecuencia. Estos cambios cíclicos de la velocidad rotacional se producen debido a los pares de torsión cíclicos que actúan sobre los compontes rotatorios. La presencia de oscilaciones en la velocidad de las masas rotatorias de una red o de un subsistema pueden significar que hay oscilaciones en la potencia mecánica y / o eléctrica alimentadas a, o exportadas desde el subsistema. Dependiendo de las propiedades físicas de las partes constitutivas, y de la contribución de los sistemas de control, un subsistema de la red puede alimentar energía para sostener la oscilación o eliminar la energía de las oscilaciones.

Midiendo las oscilaciones en la primera cantidad, por ejemplo la frecuencia de red, en el subsistema y en la segunda cantidad, por ejemplo, el flujo de energía procedente del subsistema hacia una red más amplia es posible identificar si el subsistema está mejorando o degradando la estabilidad de las oscilaciones. En el caso de oscilaciones en un modo común, si las oscilaciones de la segunda cantidad dirigen las oscilaciones de la primera cantidad entre cero y ciento ochenta grados, el subsistema está degradando la cantidad de la oscilación alimentando energía para

sostener la oscilación. Por tanto, la compañía operativa puede llevar a cabo investigaciones en el subsistema de red para determinar la naturaleza del problema. Si las oscilaciones de la segunda cantidad retardan las oscilaciones de la primera cantidad entre cero y ciento ochenta grados, el subsistema está mejorando la estabilidad de la oscilación extrayendo energía de la oscilación y suministrando una amortiguación de la oscilación. Por tanto, la compañía operativa no necesita llevar a cabo investigaciones sobre el subsistema de red. Como alternativa, y donde exista un problema de límites cruzados que implique, por ejemplo, dos o más compañías operativas, una compañía operativa puede demostrar que su área de red no está contribuyendo a la oscilación de la red. La extensión de la contribución positiva o negativa puede estar relacionada con la amplitud de las oscilaciones de la potencia y también de cuál sea la proximidad de la diferencia de fase con respecto a los 90 grados.

Por tanto, como alternativa o adicionalmente, el aparato de procesamiento puede ser operado para determinar si una entre la primera y segunda cantidades dirige la otra de las primera y segunda cantidades.

Como alternativa o adicionalmente, el aparato de medición puede comprender una unidad de medición de vectores de corriente (PMU) que opera para medir las primera y segunda cantidades sobre la conexión eléctrica. Así, el PMU puede operar para medir la frecuencia de red oscilante y las señales de potencia activa.

La primera cantidad puede ser medida de muchas formas. Más concretamente, si el subsistema comprende una planta generadora, la primera cantidad puede ser medida midiendo la velocidad de al menos un aparato rotatorio, por ejemplo un eje rotatorio, una turbina o un generador de una planta generadora. Cuando la planta generadora comprenda una pluralidad de unidades generadores, se puede determinar una media de las mediciones de la velocidad en cada uno de los aparatos rotatorios. Como alternativa o adicionalmente, la primera cantidad se puede derivar a partir de una medición de una onda de forma de tensión sinusoidal, por ejemplo en un bus. Como alternativa o adicionalmente, una primera cantidad medida puede estar sincronizada con una referencia temporal externa, por ejemplo una fuente temporal de un Sistema de Posicionamiento Global (GPS).

Como alternativa o adicionalmente, y cuando el subsistema comprenda una pluralidad de generadores, la primera cantidad puede ser medida en cada uno de la pluralidad de diferentes emplazamientos para suministrar varias primeras mediciones de cantidad. Más concretamente, la primera cantidad oscilante operada por el aparato de procesamiento se puede determinar por un factor entre: la promediación de las distintas mediciones de la primera cantidad; la determinación de una media ponderada de las diversas mediciones de la primera cantidad, y la selección de una única medición de la primera cantidad más apropiada a partir de las diversas mediciones de la primera cantidad.

Como alternativa o adicionalmente, el aparato de medición puede comprender un convertidor analógico a digital, esto es, operativo de manera que la primera y la segunda cantidades medidas sean emitidas de forma digital. Por ejemplo, el aparato de medición puede ser operativo para medir las ondas de forma de la tensión y la corriente, para convertir cada una de las señales medidas de la tensión y de la corriente en una forma digital para derivar las primera y segunda cantidades a partir de las señales digitales de la tensión y la corriente.

Como alternativa o adicionalmente, el aparato de procesamiento puede ser operativo para determinar una extensión de una diferencia de fase entre las primera y segunda cantidades oscilantes medidas.

Como alternativa o adicionalmente, el aparato de procesamiento puede comprender un aparato de correlación cruzada que sea operativo para correlacionar las primera y segunda cantidades de oscilación entre sí. Así, el aparato de correlación cruzada puede ser operativo para determinar una extensión de una diferencia de fase entre las primera y segunda cantidades oscilantes.

Como alternativa o adicionalmente, el aparato de procesamiento puede comprender un aparato de salida que sea operable para suministrar una salida a un usuario. Más concretamente, el aparato de salida puede ser operable para suministrar una relación de fase entre las primera y segunda cantidades oscilantes al usuario. El usuario puede entonces inferir una de las siguientes conclusiones a partir de la relación de fase:

- El subsistema está degradando la estabilidad de la red con respecto al tipo de oscilación.
- El subsistema es sensible a una oscilación de la red y está contribuyendo a la amortiguación de la oscilación.
- El subsistema es sensible a una oscilación de la red pero no está suministrando una contribución positiva o negativa a la amortiguación de la oscilación.
- La oscilación es transferida por medio de una red del subsistema, pero el subsistema de ningún modo es sustancialmente sensible.

Como alternativa o adicionalmente, una frecuencia de oscilación de la primera cantidad y de la segunda cantidad puede ser inferior a una frecuencia de red, por ejemplo a una frecuencia de red de 50 Hz o de 60 Hz.

Más concretamente, la secuencia de oscilación puede ser inferior a sustancialmente 10 Hz. Más concretamente, la frecuencia de oscilación puede ser inferior a sustancialmente 5 Hz. Más concretamente la frecuencia de oscilación

puede ser inferior a sustancialmente 100 MHz. Como alternativa, o adicionalmente, la frecuencia de oscilación puede situarse sustancialmente entre 0,003 Hz y sustancialmente 2 Hz.

Como alternativa o adicionalmente, el subsistema de red puede comprender los siguientes elementos: una planta de energía eléctrica, por ejemplo un generador; un área de control; y un área de red de electricidad. El área de la red de electricidad puede comprender al menos una planta de energía eléctrica o un área de control. El término "área de control", según se utiliza en la presente memoria, puede significar el área de una red de distribución eléctrica que un operador de un sistema de transmisión tiene la responsabilidad de controlar.

El subsistema puede estar interconectado al sistema más amplio mediante un número indeterminado de líneas de transmisión eléctricas. La segunda cantidad, por ejemplo, la potencia activa, utilizada de acuerdo con la divulgación, puede ser representativa de la oscilación de la suma total de, por ejemplo, la potencia activa desde el subsistema hasta la red eléctrica externa. La segunda cantidad puede estar adecuadamente representada mediante la suma de las segundas cantidades de las principales trayectorias de transmisión. Por tanto, como alternativa o adicionalmente, la red eléctrica puede comprender una pluralidad de conexiones eléctricas, por ejemplo unas trayectorias de transmisión principales, hacia el subsistema de red. Por ejemplo, una primera conexión eléctrica puede conectar el subsistema a otro subsistema y una segunda conexión eléctrica puede conectar el subsistema a otro sistema adicional. Más concretamente, la red eléctrica puede comprender una pluralidad de aparatos de medición, siendo cada aparato de medición operable para operar al menos una entre las primera y segunda cantidades sobre una diferente entre la pluralidad de conexiones eléctricas. Más concretamente, el aparato de procesamiento puede ser operativo; para determinar una extensión de la contribución entre al menos una entre la primera y la segunda cantidades para cada conexión eléctrica; y para sumar las extensiones determinadas. Así, cundo haya una pluralidad de conexiones eléctricas con un subsistema de red, puede ser posible determinar si el subsistema de red está contribuyendo positiva o negativamente la estabilidad de la oscilación de la red.

Como alternativa o adicionalmente, la red eléctrica puede ser una red de energía eléctrica.

De acuerdo con un sexto aspecto de la presente divulgación, se proporciona un procedimiento de determinación acerca de si un subsistema de una red de una red eléctrica está o no contribuyendo a la oscilación de la red, comprendiendo el procedimiento: la medición de una primera cantidad correspondiente a la frecuencia de la red sobre una conexión eléctrica hacia el subsistema de red a lo largo del tiempo y una segunda cantidad correspondiente a la potencia activa transportada sobre una red eléctrica hacia el subsistema de la red a lo largo del tiempo por medio de un aparato de medición, modificándose cada una entre la primera y la segunda cantidades en una forma oscilatoria a lo largo del tiempo; y la determinación por medio de un aparato de procesamiento de una relación de fase (esto es, cuadratura) entre las primera y segunda cantidades oscilantes.

Formas de realización del sexto aspecto de la presente divulgación pueden comprender una o más características del quinto aspecto de la presente divulgación. De acuerdo con un séptimo aspecto de la presente divulgación, se proporciona un kit de piezas configurado para ser instalado en una red eléctrica que comprenda un subsistema de red, comprendiendo el kit de piezas: el aparato de medición que, tras su instalación está configurado y puede ser operado para medir una primera cantidad correspondiente a una frecuencia de red sobre una conexión eléctrica con el subsistema de red a lo largo del tiempo y una segunda cantidad correspondiente a la potencia activa transportada sobre una conexión eléctrica hacia el subsistema de red a lo largo del tiempo, cambiando cada una de las primera y segunda cantidades de forma oscilatoria a lo largo del tiempo; y un aparato de procesamiento que, tras la instalación es operable para determinar una relación de fase entre las primera y segunda cantidades oscilantes.

Formas de realización del séptimo aspecto de la presente divulgación pueden comprender una o más características del quinto aspecto de la presente divulgación.

Breve descripción de los dibujos

Otras características y ventajas de la presente invención se pondrán de manifiesto a partir de la descripción específica subsecuente, la cual se ofrece únicamente a modo de ejemplo y con referencia a los dibujos que se acompañan, en los cuales:

La Figura 1 es un gráfico de una frecuencia de red a lo largo del tiempo sometida a los efectos de una oscilación de red;

la Figura 2 es un diagrama esquemático de un subsistema de red conectado a una red eléctrica;

la Figura 3 muestra un procedimiento de determinación de la contribución de un subsistema de red a las oscilaciones en la frecuencia de red en una red eléctrica externa;

la Figura 4A es un gráfico en el que la potencia activa oscilante retarda la frecuencia de red oscilante;

la Figura 4B es un gráfico en el que la potencia activa oscilante dirige la frecuencia de red oscilante; y

las Figuras 5a - c muestran representaciones ilustrativas que pueden suministrarse mediante un dispositivo de acuerdo con la divulgación.

Descripción específica

Debe destacarse que las oscilaciones inestables de la Figura 1 deben distinguirse de las oscilaciones estables, que son oscilaciones que están amortiguadas y permanecen reducidas. Las oscilaciones estables pueden ser amortiguadas de modo inherente por los elementos de la red eléctrica sin entrada de un operador. Un operador puede indirectamente ejercer influencia en la amortiguación de la energía eléctrica generando la distribución de generación y, por tanto, la energía fluye en la red. Contando con la información apropiada, un operador puede mejorar la estabilidad del sistema modificando las salidas de generación.

Las oscilaciones inestables crecen en amplitud hasta un nivel que amenaza la seguridad de una red de energía eléctrica mientras que las oscilaciones estables permanecen reducidas y no necesariamente amenazan la seguridad de la red de energía eléctrica.

El procedimiento de la invención se aplica en ambos casos y puede ser utilizado para determinar las contribuciones de los subsistemas de red a las oscilaciones inestables en la frecuencia de red y / o las oscilaciones estables de la frecuencia de red. La Figura 1 muestra un ejemplo de oscilaciones estables de la frecuencia de red.

En general, las oscilaciones de la frecuencia de red pueden dividirse en dos grupos: unas oscilaciones de frecuencia en el modo común; y unas oscilaciones de frecuencia en la fase opuesta.

Las oscilaciones de frecuencia en un modo común se producen cuando la entera frecuencia de red oscila sustancialmente con una fase coherente, esto es, en fase. Si la frecuencia se mide en cualquier parte de la red prácticamente se observaría la misma oscilación en la red. Tanto la amplitud como la fase de las oscilaciones son sustancialmente las mismas a lo largo de la red. Las oscilaciones de frecuencia en un modo común en las que la oscilación de frecuencia está en fase en todo el sistema tienden a ser a una frecuencia muy baja, por ejemplo 0,06 Hz.

El experto en la materia apreciará que dos cantidades oscilantes medidas raramente se encuentran exactamente "en fase". Por ejemplo, errores inherentes en las técnicas de medición pueden significar que dos señales que están en fase no serán medidas como estando exactamente en fase. Así mismo, es raro en una red de energía eléctrica que las señales que están "en fase" muestren exactamente la misma fase. Realmente, la persona experta en la materia apreciará que "en fase" es un término que puede ser aplicado a dos señales que estén sustancialmente en fase según lo analizado posteriormente.

Las oscilaciones de frecuencia de fase opuesta se producen cuando existen dos grupos de generadores que operen en dos áreas de una red de energía eléctrica. Dentro de un grupo unas frecuencias de generador oscilan aproximadamente en fase entre una respecto de otra, pero de un grupo a otro hay un desplazamiento de fase de las oscilaciones de frecuencia de aproximadamente 180 grados. Las oscilaciones de frecuencia de fase opuesta generalmente se producen en una frecuencia ligeramente más alta que las oscilaciones de frecuencia en un modo común, típicamente entre 0,1 Hz y 2 Hz. Las oscilaciones electromecánicas interárea son un ejemplo de oscilaciones de fase opuesta en la frecuencia de red que se producen en áreas diferentes en una red de energía eléctrica. De modo similar, las oscilaciones electromecánicas en un modo común son también oscilaciones de fase opuesta, pero la amplitud de las oscilaciones de fase opuesta son mucho menores que las oscilaciones en el generador o generadores de participación principal.

Así, en las oscilaciones de frecuencia de fase opuesta, si una oscilación de frecuencia se observa en el área de la red del primer grupo de generadores, sería posible encontrar un emplazamiento en el área de red en el grupo opuesto donde la oscilación de frecuencia fuera sustancialmente de fase opuesta. Puede haber una amplitud diferente, pero la forma de una forma de onda de oscilación de frecuencia es aproximadamente una imagen especular a escala de la otra.

Como en la definición en un modo común ofrecida anteriormente, dos señales de fase opuesta raramente se sitúan exactamente en 180 grados fuera de fase. En efecto, el experto en la materia apreciará que las características de una red de energía eléctrica pueden determinar que la fase opuesta es un término que puede ser aplicado a dos señales que están sustancialmente 180 grados fuera de fase.

Las oscilaciones interárea son un ejemplo de oscilaciones en la fase opuesta en las que la fase opuesta de las oscilaciones de la frecuencia de red se producen en áreas diferentes de una red de energía eléctrica. Un ejemplo de oscilaciones de frecuencia de fase interárea es que los generadores en Escocia pueden estar en una primera área de red y oscilar conjuntamente como un grupo, y los generadores del norte de Inglaterra pueden estar en una segunda área y también oscilan conjuntamente para formar un grupo. Los dos grupos pueden oscilar en fase opuesta en, digamos, aproximadamente 0,5 Hz. En otros ejemplos, las áreas de red pueden ser muy amplias. Hay modos de oscilación de frecuencia que atraviesan toda Europa con generadores españoles, portugueses y franceses, oscilando en fase opuesta desde los Balcanes y Europa del Este..

Debe destacarse que, al referirse al adelanto de fase o al retardo de las oscilaciones de potencia, la convención utilizada en la presente memoria es que el flujo de energía positiva se produce desde un subsistema de red a una red.

Con referencia a la Figura 2, en ella se muestra una representación esquemática de una red 10 de energía eléctrica. La Figura 2 muestra una red 10 de energía eléctrica en la que puede determinarse si un subsistema 12 de red está contribuyendo a las oscilaciones de la frecuencia de red.

La red 10 de energía eléctrica comprende un subsistema 12 de red y una red 14 eléctrica externa. El subsistema 12 de red puede ser uno o más generadores de energía. La red 14 eléctrica externa puede comprender además unos generadores de energía y / o unas áreas de control interconectadas dentro de la red eléctrica externa.

El término "red eléctrica externa" 14 se refiere a todos los elementos de la red de energía eléctrica que están separados o están por fuera del subsistema 12 de red.

El subsistema 12 de red está conectado a la red 14 eléctrica externa por medio de unas conexiones eléctricas (o líneas de transmisión) 16a, 16b, 16c. Las unidades 18a, 18b, 18c de medición de frecuencia, las cuales pueden ser unas unidades de medición de vectores de corriente (PMUs), son operables para medir una frecuencia de una tensión existente en el subsistema 12 de red. Las PMUs 18a, 18b, 18c pueden estar situadas en el extremo de las líneas 16a, 16b, 16c de transmisión, respectivamente, y pueden, por tanto, estar situadas justo dentro de o en el límite del subsistema 12 de red. Sin embargo, el experto en la materia advertirá que las PMUs 18a, 18bb, 18c pueden estar situadas en otros emplazamientos dentro del subsistema 12 de red apropiado para medir la frecuencia de la tensión dentro del subsistema 12 de red.

La frecuencia de la forma de onda de tensión oscila o varía a lo largo del tiempo y la variación medida constituye una primera cantidad.

Las mediciones de la frecuencia y la potencia activa a partir de las PMUs son eléctricamente transportadas hasta un emplazamiento 32. Esto se muestra de forma esquemática en la Figura 2 mediante la conexión 20 de comunicaciones desde la PMU 18a hasta el emplazamiento 32 central. La conexión 20 de comunicaciones puede ser una conexión de comunicaciones cableada o inalámbrica, una conexión de datos ópticos o cualquier otra forma de conexión de comunicaciones de datos como advertirá el experto en la materia. El emplazamiento 32 central contiene un ordenador que incorpora un procesador 36 central, un almacenamiento 38 de datos y un dispositivo 40 de salida. El procesador 36 central está configurado para llevar a cabo operaciones de procesamiento de señales digitales, por ejemplo una correlación cruzada. El diseño y la implementación del aparato electrónico anteriormente mencionado presentes en el emplazamiento central y en el firmware requeridos para llevar a cabo el procesamiento de datos, incluyendo la correlación transversal, se sitúa fácilmente dentro del alcance de las competencias de diseño ordinarias del experto en la materia.

Las mediciones de la frecuencia y la energía tomadas por las PMUs 18a, 18b, 18c son transportadas hasta el procesador 36 por medio de la conexión 20 de comunicaciones.

Así mismo, una o más unidades de medición pueden estar situadas dentro de la red 14 eléctrica externa. Las unidades de medición dentro de la red 14 eléctrica externa transportan mediciones de frecuencia desde el interior de la red 14 eléctrica externa hasta el procesador 36 por medio de la conexión 22 de comunicaciones.

Características fundamentales de una oscilación de la frecuencia de red pueden observarse en las mediciones del ángulo del vector de corriente o, por ejemplo, en las oscilaciones de la velocidad del rotor del generador, las cuales pueden ser utilizadas como sustituto de las mediciones de frecuencia. En el caso del ángulo de tensión, hay generalmente un desplazamiento de fase de 90 grados, pero el concepto se sigue manteniendo.

Las PMUs 18a, 18b, 18c pueden también ser operables para medir las mediciones de la potencia activa, las cuales pueden constituir una segunda cantidad, transportadas sobre las conexiones eléctricas 16a, 16b, 16c.

Las cantidades medidas con las PMUs 18a, 18b, 18c están sincronizadas. La sincronización puede conseguirse dentro de una PMU o pueden conseguirse con una referencia temporal externa, como por ejemplo a partir de una fuente temporal del GPS. Cada una de las PMUs 18a, 18b, 18c puede ser una AREVA P847 de AREVA T&D de St. Leonards Avenue, ST17 4 LX Stafford, Reino Unido. Cada una de las PMUs es operativa para emitir datos digitales.

La red 10 de energía eléctrica de la Figura 2 puede estar sometida a una oscilación en la frecuencia de red, por ejemplo una oscilación con modo común de la forma representa en la Figura 1 o una oscilación de fase opuesta.

La frecuencia de red en el subsistema de red es medida por la PMU 18a. Así mismo, la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa es medida en un emplazamiento dentro de la red 14 eléctrica externa. El emplazamiento en el que la frecuencia de red de la red 14 eléctrica externa es medida, no se muestra en la Figura 2. En general, el emplazamiento de dicha medición debe estar alejada del subsistema 12 de red de manera que sea menos probable que resulte influenciada por las oscilaciones del subsistema 12 de red.

La(s) unidad(es) de medición situada (s) en la red 14 eléctrica externa pueden ser PMUs. Sin embargo, pueden utilizarse otras unidades de medición conocidas por el experto en la materia y que están indicadas para la medición de la frecuencia de red. Así mismo, el experto en la materia apreciará que puede haber una pluralidad de mediciones de frecuencia registradas en el subsistema 12 de red y / o en la red 14 eléctrica externa.

La PMU 18a puede estar configurada para medir la frecuencia de la tensión en el subsistema 12 de red. La frecuencia de tensión en el subsistema de red puede entonces ser transmitida al procesador 36. Desde la frecuencia de la forma de onda de la tensión, el procesador 36 es capaz de medir la oscilación de la frecuencia de red dentro del subsistema de red a lo largo del tiempo. Debe resultar evidente al experto en la materia que pueden utilizarse otros procedimientos de medición de la oscilación en la frecuencia de red dentro del alcance de la presente divulgación.

Si hay más de una medición disponible de la frecuencia de red en el subsistema 12 de red, puede seleccionarse la más importante para ser utilizada. La medición más importante puede, por ejemplo, ser la medición que muestre la oscilación más amplia de frecuencia dentro del subsistema 12.

De modo similar, la unidad de medición situada en la red 14 eléctrica externa puede estar configurada para medir la frecuencia de la tensión en la red 14 eléctrica externa. La frecuencia de la tensión es transportada hasta el procesador 36 por medio de una conexión 22 de comunicaciones. La conexión 22 de comunicaciones puede ser una conexión de comunicaciones cableada o inalámbrica, una conexión de datos ópticos o cualquier otra forma de conexión de comunicaciones de datos como advertirá el experto en la materia. A partir de la frecuencia de la tensión, el procesador 36 es capaz de calcular la oscilación de la frecuencia de la red dentro de la red eléctrica externa a lo largo del tiempo. Debe resultar evidente para el experto en la materia que pueden ser utilizados otros procedimientos de medición de la oscilación de la frecuencia de red dentro del alcance de la presente divulgación.

Utilizando la oscilación extraída de la frecuencia de red en el subsistema 12 de red y la oscilación extraída de la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa, el procesador puede estar configurado para determinar si las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema 12 de red y en la red 14 eléctrica externa son en modo común o de fase opuesta.

Esto se puede conseguir comparando la amplitud y la fase de las mediciones de las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema 12 de red con la amplitud y la fase de las mediciones de las oscilaciones de la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa. Si ambos conjuntos de mediciones son sustancialmente similares en amplitud y fase, entonces se puede determinar que las oscilaciones de la frecuencia de red son en modo común, en otro caso, las oscilaciones de la frecuencia de red son consideradas de fase opuesta.

En el caso del modo común, al comparar las oscilaciones de la frecuencia de red del sistema 12 de red y las oscilaciones de la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa los errores inherentes de la medición de las dos cantidades puede significar que las oscilaciones de frecuencia no son precisamente de la misma fase. Así mismo, las características de la red 10 de energía eléctrica pueden ser tales que las señales que no estén en fase pueden todavía ser consideradas que son oscilaciones en el modo común.

Debe haber un desplazamiento de fase entre las frecuencias en diferentes emplazamientos, en otro caso no se produciría ninguna oscilación en el flujo de energía y la oscilación no se sostendría. Esta diferencia de fase tiende a ser pequeña, por ejemplo inferior a 10 grados.

Por ejemplo, en algunas formas de realización la fase de las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red y de la red 14 eléctrica externa pueden ser una oscilación en el modo común si son la misma fase más o menos 45 grados. Como alternativa, la fase de las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema 12 de red y en la red 14 eléctrica externa pueden ser una oscilación en el modo común si son la misma fase más o menos 30 grados. Como alternativa, la fase de las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red y de la red 14 eléctrica externa pueden ser una oscilación en el modo común si son la misma fase más o menos 20 grados. Como alternativa, la fase de las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red y de la red 14 eléctrica externa puede ser una oscilación en el modo común si son la misma fase más o menos 10 grados. Como alternativa, la fase de las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red y de la red 14 eléctrica externa pueden ser una oscilación en el modo común sin son la misma fase más o menos 5 grados.

Así mismo, fenómenos similares pueden observarse al comparar las mediciones de la amplitud de las oscilaciones de la frecuencia de red. Por tanto, las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red y de la red 14 eléctrica externa pueden considerarse las mismas para determinar la oscilación en el modo común si son la misma amplitud más o menos un 20%. Como alternativa, la amplitud de las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red y de la red 14 eléctrica externa pueden considerarse las mismas para determinar la oscilación en el modo común si son la misma amplitud más o menos un 10%. La amplitud de las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red y de la red 14 eléctrica externa pueden ser consideradas las mismas para determinar la oscilación en el modo común si son la misma amplitud más o menos de un 5%.

En el caso de fase opuesta, al comparar las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red y las oscilaciones de la frecuencia de red de la red 14 eléctrica los errores inherentes en la medición de dos cantidades

pueden significar que las frecuencias no están precisamente 180 grados fuera de fase. Así mismo, las características de la red 10 de energía eléctrica pueden ser tales que las señales que no están 180 grados fuera de fase pueden seguir siendo consideradas como oscilación de fase opuesta. Considerando que los ángulos se refieren a las posiciones relativas de los rotores del generador de diferentes tamaños y tipos de máquinas conectadas por medio de líneas de transmisión eléctricas, una oscilación de fase opuesta exactamente simétrica puede ser muy improbable en una red de energía eléctrica.

Por ejemplo, en algunas formas de realización las fases de las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red y de la red 14 eléctrica externa puede ser una oscilación de fase opuesta si están 180 grados fuera de fase más o menos 45 grados. Como alternativa, la fase de las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red y de la red 14 eléctrica externa puede ser una oscilación de fase opuesta si hay 180 grados fuera de fase más o menos 30 grados. Como alternativa, la fase de las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red y de la red 14 eléctrica externa puede ser una oscilación de fase opuesta si hay 180 grados fuera de fase más o menos 10 grados. Como alternativa la fase de las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red y de la red 14 eléctrica externa puede ser una oscilación de fase opuesta si están 180 grados fuera de fase más o menos 5 grados. El término "fase opuesta", por tanto, se aplica a las mediciones de frecuencia correspondientes a cualquiera de los ejemplos referidos.

También es posible determinar si las oscilaciones de la frecuencia de red son del modo común o de fase opuesta sin ninguna comparación de las oscilaciones de las mediciones de la frecuencia de red a partir del subsistema 12 de red y de la red 14 eléctrica externa. Por ejemplo, si las oscilaciones calculadas de la frecuencia de red están solo disponibles a partir del subsistema de red sobre la red eléctrica externa, entonces el tipo de oscilación puede inferir.

En tales circunstancias, el tipo de las oscilaciones de la frecuencia de red se puede determinar sobre la base de la frecuencia de las oscilaciones calculadas en la frecuencia de red.

Esto es, si la oscilación calculada de la frecuencia de red dentro del subsistema 12 de red o de la red 14 eléctrica externa es inferior a 0,2 Hz, entonces las oscilaciones de la frecuencia de red se pueden determinar como del modo común a todo lo largo de la entera red 10 de energía eléctrica incluyendo el subsistema 12. Como alternativa, si la oscilación calculada de la frecuencia de red dentro del subsistema 12 de red o de la red 14 eléctrica externa es inferior a 0,1 Hz, entonces las oscilaciones de la frecuencia de red se pueden determinar que son en el modo común a todo lo largo de la entera red 10 de energía eléctrica incluyendo el subsistema 12. Como alternativa, si la oscilación calculada de la frecuencia dentro del subsistema 12 de red o de la red 14 eléctrica externa es inferior a 0,06 Hz, entonces las oscilaciones de la frecuencia de red se pueden determinar que son en el modo común a todo lo largo de la entera red 10 de energía eléctrica incluyendo el subsistema 12.

En otro caso, si las oscilaciones de la frecuencia de red medidas dentro del subsistema 12 de red o de la red 14 eléctrica externa son superiores a 0,2 Hz, entonces las oscilaciones de la frecuencia de red se pueden determinar como de fase opuesta. En otras formas de realización, si las oscilaciones de la frecuencia de red medidas dentro del subsistema 12 de red o de la red 14 eléctrica externa son superiores a 0,1 Hz, entonces las oscilaciones de la frecuencia de red se pueden determinar como de fase opuesta.

Por tanto, es posible inferior a partir de las mediciones del subsistema de red que hay una parte de la red que oscila en aproximadamente 180 grados fuera de fase con respecto al subsistema de red, incluso si no se toman mediciones que muestren esta circunstancia. En la práctica, si se observa una oscilación en un subsistema de red con una amplitud considerable / medible en un emplazamiento, y la oscilación no es medible, o es medible con mucho menor amplitud en otro emplazamiento, entonces se puede inferir que en alguna parte de la red hay una oscilación de frecuencia opuesta.

El umbral para determinar si las oscilaciones son en un modo común o de fase opuesta puede regularse entre 0,1 Hz y 0,2 Hz. Las oscilaciones por debajo del umbral son consideradas que son en un modo común y las oscilaciones por encima del umbral son consideradas como de fase opuesta.

Los mismos principios pueden también aplicarse si una medición en la red 14 eléctrica externa está próxima al subsistema 12 de red.

La potencia activa puede ser medida sobre la conexión 16a eléctrica entre el subsistema 12 de red y la red 14 eléctrica externa. La medición de la potencia activa puede ser tomada por la PMU 18a y transportada al procesador 36 central. El procesador central puede estar configurado para calcular (o extraer) las oscilaciones de la potencia activa a lo largo del tiempo.

El procesador 36 central es operativo para la correlación transversal de las oscilaciones calculadas de la frecuencia de red y las oscilaciones de las señales de la potencia activa a partir de la PMU 18a para determinar una relación de fase entre las oscilaciones de la potencia activa y las oscilaciones de la frecuencia de red. En una forma de realización, el procesador 36 central puede estar configurado para determinar una magnitud del componente de las oscilaciones de la potencia que está en cuadratura con las oscilaciones de la frecuencia de red.

Así mismo, el procesador 36 central puede ser operativo para la correlación transversal de las oscilaciones calculadas de la frecuencia de red y las oscilaciones de la potencia activa desde otras PMUs para determinar una magnitud del componente de las oscilaciones de la potencia que esté en cuadratura con las oscilaciones de la frecuencia de red.

Si se determina que las oscilaciones de la frecuencia de red se producen en un modo común, entonces la contribución del subsistema 12 de red a las oscilaciones de la frecuencia de red se puede determinar determinando la magnitud de las oscilaciones de la potencia activa que estén en cuadratura con las oscilaciones de la frecuencia de red. Esto es, la magnitud de los componentes de la potencia activa que dirige las oscilaciones de la frecuencia de red en 90 grados. El procesador 36 central, por tanto, está configurado para determinar la contribución del subsistema de red a las oscilaciones de la frecuencia de red de esta manera si se determina que las oscilaciones de la frecuencia de red se producen en un modo común.

La contribución de un subsistema 12 de red a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa pueden ser medidas en energía eléctrica. La contribución se puede determinar como el componente del vector que representa las oscilaciones de la potencia activa en cuadratura, esto es, en 90 grados en un vector que represente las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema de red o en la red eléctrica externa.

El ángulo de fase entre el vector que representa las oscilaciones de la potencia activa y del vector que representa las oscilaciones de a frecuencia de red puede utilizarse de manera conjunta con la magnitud del vector que representa las oscilaciones de la potencia activa para derivar la contribución. La contribución se puede determinar como

$$\textbf{Contribución} = P\ \mathrm{sen}(\mathrm{delta})$$

Donde P es la magnitud del vector que representa las oscilaciones de la potencia activa y delta es el ángulo de fase entre el vector que representa las oscilaciones de la potencia activa y el vector que representa las oscilaciones de la frecuencia de red.

Este es el componente de la oscilación de energía en cuadratura con respecto a la oscilación de frecuencia.

El ángulo de fase puede también ser utilizado sin la magnitud para identificar si el subsistema está contribuyendo positiva o negativamente a la oscilación.

Par evitar dudas debe destacarse que si las oscilaciones de la potencia activa dirigen las oscilaciones de la frecuencia de red entre 0 y 180 grados, un componente de las oscilaciones de la potencia activa puede dirigir las oscilaciones de la frecuencia de red en 90 gados.

Si se determina que las oscilaciones en la frecuencia de red están en fase opuesta entonces la contribución del subsistema 12 de red a las oscilaciones en la frecuencia de red pueden ser determinadas determinando la magnitud de las oscilaciones de la potencia activa que estén en cuadratura con las oscilaciones de la frecuencia de red de la red 14 eléctrica externa. Esto es, la magnitud del componente de la oscilación de la potencia activa que dirige las oscilaciones de la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa en 90 grados. El procesador 36 central, por tanto, está configurado para determinar la contribución del subsistema de red en las oscilaciones de la frecuencia de red de esta manera si se determina que las oscilaciones de la frecuencia de red están en fase opuesta.

El experto en la materia apreciará que si las oscilaciones de la red están en fase opuesta, entonces las oscilaciones del subsistema 12 de red están sustancialmente 180 grados fuera de fase con las oscilaciones de la red 14 eléctrica externa. Por tanto, la magnitud del componente de las oscilaciones de la potencia activa que dirigen las oscilaciones de la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa 90 grados se corresponde con la magnitud del componente de las oscilaciones de la potencia activa que retarda las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red en 90 grados.

Así mismo, o bien las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red o bien las oscilaciones de la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa pueden inferirse según lo descrito anteriormente. Por tanto, la contribución del subsistema 12 de red a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa se pueden determinar comparando las oscilaciones de la potencia activa con una estimación inferida de las oscilaciones de la frecuencia de red.

El resultado, esto es, la contribución positiva, la contribución negativa o a la ausencia de contribución, y la extensión y la magnitud de la contribución es entonces emitida sobre el dispositivo 40 de salida tras lo cual el operador puede adoptar la acción apropiada. La naturaleza de la relación de fase entre las oscilaciones de la frecuencia de red y las oscilaciones de la potencia activa se describe más adelante con referencia a las Figuras 4A y 4B, que especifican un generador como el subsistema de red.

La Figura 3 muestra un procedimiento de la contribución de un subsistema 12 de red a las oscilaciones de la frecuencia de red en una red 14 eléctrica externa en una red 10 de energía eléctrica. El procedimiento comprende la recepción de una primera cantidad 42 en un procesador 36.

La primera cantidad corresponde a las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema 12 de red. Esto es, la primera cantidad puede ser utilizada para determinar las oscilaciones de la frecuencia de red del subsistema de red. Sin embargo, debe destacarse que la primera cantidad puede corresponder a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa. Esto es, la primera cantidad puede ser utilizada para determinar las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa.

La primera cantidad puede ser la frecuencia de red de una forma de onda de tensión en el subsistema 12 de red registrada a lo largo del tiempo. Como alternativa, la primera cantidad puede ser la medición de un ángulo, esto es, la medición del ángulo de fase de tensión. Las variaciones de la primera cantidad a lo largo del tiempo, por tanto, son representativas de la oscilación de la frecuencia de red.

El procedimiento también comprende la recepción de una segunda cantidad 44 en el procesador 36.

La segunda cantidad corresponde a las oscilaciones de la potencia activa transportada sobre al menos unas conexiones 16a, 16b, 16c eléctricas entre la red 14 eléctrica externa y el subsistema 12 de red. Esto es, la segunda cantidad puede ser utilizada para determinar la variación de la potencia activa a lo largo del tiempo. La segunda cantidad puede ser la potencia activa derivada de las mediciones de una tensión y una corriente registradas a lo largo del tiempo. El experto en la materia será consciente de la forma de calcular la potencia activa en base a la combinación de estas mediciones. La segunda cantidad puede, como alternativa, ser una corriente registrada en el tiempo. El experto en la materia será consciente en la forma de calcular la potencia activa en base a cualquiera de estas mediciones. Las oscilaciones de la segunda cantidad a lo largo del tiempo, por tanto, representan variaciones en la potencia activa o, como alternativa, variaciones de la corriente

El procedimiento comprende también la determinación de una relación 46 de fase entre la primera y segunda cantidades para determinar el componente de la segunda cantidad que contribuye a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa. Esta relación de fase puede determinarse por el procesador 36. La determinación de una relación de fase puede determinarse por la relación acerca de si hay una diferencia de fase entre la primera y la segunda cantidades. Así mismo, el procesador 36 puede estar configurado para determinar si las oscilaciones de la potencia activa conducen a las oscilaciones de la frecuencia de red hasta entre 0 y 180 grados. Así mismo, el procesador 36 puede estar configurado para determinar la magnitud de un componente de las oscilaciones de la potencia activa que conduce a las oscilaciones de la frecuencia de red en 90 grados.

Si las oscilaciones de la potencia activa retardan las oscilaciones de la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa entre 0 y 180 grados, entonces el subsistema de red está contribuyendo negativamente a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa, esto es, el subsistema de red está alimentando energía para sostener las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa.

Si las oscilaciones de la potencia activa retardan las oscilaciones de la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa hasta entre 0 y 180 grados, entonces el subsistema de red está contribuyendo positivamente a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa. Esto es, el subsistema de red está extrayendo energía para amortiguar las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa

La extensión del efecto positivo o negativo está relacionada con una magnitud de un componente de las oscilaciones de la potencia activa que conducen o retardan las oscilaciones de la frecuencia de red de la red eléctrica externa hasta sustancialmente 90 grados.

Esto es, en el caso del modo común (esto es, oscilaciones de frecuencia en fase a lo largo de un sistema de rejilla) una conducción de fase de las oscilaciones de la potencia activa respecto de las oscilaciones de la frecuencia de rejilla de la rejilla 14 eléctrica externa implica que el subsistema 12 de red está contribuyendo a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa de modo negativo (esto es, empeorándolas).

El procedimiento puede además comprender la medición de la primera y / o segunda cantidades. Esto puede llevarse a cabo utilizando las unidades18a, 18b, 18c de medición, lo que proporciona las cantidades medidas al procesador 36 central. La oscilación de la frecuencia de red y la oscilación de la potencia activa pueden ser calculadas analizando unas mediciones secuenciales temporales discretas de la primera cantidad y de la segunda cantidad, respectivamente, el análisis se puede llevar a cabo mediante una unidad 18a, 18b, 18c de medición o por el procesador 36.

En algunas formas de realización de la presente divulgación, la potencia activa puede ser medida sobre una pluralidad de mediciones 16a, 16b, 16c eléctricas entre el subsistema 12 de red y la red 14 eléctrica externa. La pluralidad de mediciones de la potencia activa puede adoptarse por las PMUs 18a, 18b y 18c, respectivamente, y ser transportadas hasta el procesador central a través de las conexiones de comunicaciones (no mostradas).

Si una pluralidad de mediciones de la potencia activa es adoptada a partir de las conexiones 16a, 16b, 16c eléctricas, entonces el procesador 36 central puede ser configurado para calcular (o extraer) una pluralidad de oscilaciones de la potencia activa, cada una relacionada con cada conexión 16a, 16b, 16c eléctrica. La segunda cantidad puede comprender una suma de todas las oscilaciones calculadas de la potencia activa. En este caso, es utilizada la convención del flujo de energía eléctrica desde el subsistema 12 de red hasta la red 14 eléctrica externa

que es positiva. El procesador 36 central puede también estar configurado para determinar la contribución del subsistema 12 de red de la manera descrita anteriormente utilizando las potencias activas sumadas para la segunda cantidad.

En formas de realización alternativas, una pluralidad de segundas cantidades puede comprender la pluralidad de oscilaciones calculadas de la potencia activa. El procesador 36 central puede, por tanto, estar configurado para determinar una pluralidad de relaciones de fase. En algunas formas de realización, el procesador central puede estar configurado para determinar una pluralidad de magnitudes de componentes de oscilaciones de la potencia activa que está en cuadratura con las oscilaciones de la frecuencia de red. El procesador central puede también estar configurado para determinar una contribución del subsistema de red a las oscilaciones de la frecuencia de red sumando la pluralidad de magnitudes de componentes de oscilaciones de la potencia activa que están en cuadratura con las oscilaciones de la frecuencia de red.

El procedimiento expuesto proporciona una indicación acerca de si el primer subsistema 12 de red está contribuyendo positiva o negativamente a la estabilidad de las oscilaciones de la frecuencia de red de la red eléctrica y la extensión de esa contribución.

En otras formas de realización de la presente divulgación, la red de energía eléctrica puede comprender una pluralidad de subsistemas de red. En dichas formas de realización, la contribución de cada subsistema de red en las oscilaciones de la frecuencia de red de la red eléctrica externa se puede determinar de acuerdo con el procedimiento anteriormente expuesto.

En dichos casos, la magnitud de la contribución de cada subsistema de red será diferente. La magnitud de la contribución de un sistema de red será mayor que la magnitud de la contribución de los demás subsistemas de red.

Los solicitantes han llegado a la conclusión de que es ventajoso cuando una pluralidad de subsistemas de red están contribuyendo a oscilaciones de la frecuencia de red de cada subsistema de redes con respecto a los otros subsistemas de redes. Por tanto, en el caso de que un primer subsistema de red presente la mayor magnitud de contribución a las oscilaciones de la frecuencia de red, entonces una magnitud de la contribución de un segundo (y subsecuente) subsistema de red es normalizado para la contribución del primer subsistema de red.

Esto es, la magnitud de la contribución del primer subsistema de red es normalizada en 1 y la magnitud de las contribuciones de los demás subsistemas de red es corregida en consonancia con ese valor entre -1 y 1. Por ejemplo, si la magnitud de la contribución del segundo subsistema de red es la mitad de la magnitud de la contribución del primer subsistema de red, entonces los valores normalizados de la magnitud de la contribución de los primero y segundo subsistemas de red serían de 0,5 y 1, respectivamente. Como ejemplo adicional, si la magnitud de la contribución del segundo subsistema de red es la mitad de la magnitud (y negativo, esto es, en la dirección opuesta) de la contribución del primer subsistema de red, entonces los valores normalizadas de la magnitud de las contribuciones del primero y segundo subsistemas de red sería de -0,5 y 1, respectivamente.

En algunas formas de realización de la presente divulgación, el segundo (y subsecuentes) subsistemas de red se consideran que están contribuyendo a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red eléctrica externa si la magnitud normalizada de la contribución es de 0,5 o superior. Esto es, la contribución de un subsistema de red a las oscilaciones de la frecuencia de red en una red eléctrica externa únicamente se considera como significativas si la magnitud normalizada de la contribución del subsistema de red es de 0,5 o superior.

La Figura 4A muestra unos trazados 50 de oscilaciones de la frecuencia 52 de red por medio de la línea de puntos y las oscilaciones de la potencia 54 activa por medio de la línea continua con respecto al tiempo. Las oscilaciones de la frecuencia de red del trazado 52 se muestran como una desviación de la frecuencia de red, la cual en el supuesto actual es de 60 Hz. Esto es, 0 Hz en la Figura 4A representa una frecuencia de red de 60 Hz. Las oscilaciones de la potencia activa en el trazado 54 son, así mismo, desenfiladas para mostrar las oscilaciones de la potencia activa alrededor de 0 MW. Por tanto, los trazados de la Figura 4A solo muestran la oscilación en la frecuencia de red y la potencia activa a lo largo del tiempo, y no el estado constante de los componentes que vienen originados por la oscilación de la frecuencia de red. Como se puede apreciar, el trazado de la potencia activa retarda el trazado de la frecuencia de red; esto es indicativo de que el generador responde a la oscilación de la frecuencia de red.

La Figura 4B muestra los trazados 60 de oscilaciones de la frecuencia 62 de red por medio de la línea de puntos y las oscilaciones de la potencia 64 activa por medio de la línea continua con relación al tiempo. Como en la Figura 4A, los trazados de la Figura 4B están desenfilados de manera que solo muestran las oscilaciones de la frecuencia de red y la potencia activa a lo largo del tiempo, y no el estado constante de los componentes que son ocasionados por la oscilación de red. Como se puede apreciar las oscilaciones de trazado de la potencia activa dirigen el trazado de la frecuencia; esto es indicativo de que el generador contribuye a la oscilación de la frecuencia de red.

El experto en la materia apreciará que las unidades de medición (PMUs) 18a, 18b, 18c, no son esenciales. La magnitud de contribución de un subsistema de red se puede determinar determinando la relación de fase entre la primera cantidad y la segunda cantidad medidas por una PMU. Las mediciones de las primera y segunda cantidades pueden ser suministradas al procesador 36 por otras partes o medios. Por ejemplo, las mediciones de la frecuencia

y de la potencia activa pueden adoptarse en otros territorios o países por terceras partes y transportados al emplazamiento 32 central donde el procedimiento de la presente divulgación puede llevarse a cabo.

Así mismo, en formas de realización en las que se utiliza una unidad de medición para medir las primera y segunda cantidades sobre una conexión eléctrica con el subsistema de red, una sola unidad de medición puede proporcionar suficiente información para determinar si un subsistema de red está contribuyendo a las oscilaciones de la frecuencia de red en una red eléctrica externa. En dichas formas de realización, no hay ningún condicionamiento para sumar las cantidades anteriormente mencionado. La relación de fase entre las primera y segunda cantidades a partir de la unidad de medición es suficiente para determinar si hay una contribución. La magnitud de la contribución se puede determinar a partir de la magnitud de un componente de las oscilaciones de la potencia activa que conduce a las oscilaciones de la frecuencia de red en 90 grados.

Con referencia a las Figuras 5a - c, en ellas se muestra una serie de pantallas de representación que pueden ser emitidas por el dispositivo 40. Las pantallas de representación muestras mapas de diferentes regiones con los subsistemas 92, 94, 96, 98 de red y varias conexiones eléctricas con los subsistemas de red. Unas flechas se muestran sobre las conexiones eléctricas. El tamaño de cada flecha se corresponde con la magnitud de una contribución del subsistema 12 de red a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red 14 eléctrica externa.

Con referencia a la Figura 5a, el hexágono 90 no sombreado indica una medición de la oscilación de frecuencia en un subsistema de red. Esta oscilación de la frecuencia se define como la referencia de fase, esto es 0 grados. Los hexágonos 92 y 94 sombreados representan mediciones de la oscilación de frecuencia de la fase opuesta con la referencia 90 en una red eléctrica externa.

Por tanto, con referencia a la Figura 2, el hexágono 90 no sombreado puede situarse dentro del subsistema 12 de red y los hexágonos 92, 94 sombreados pueden situarse dentro de la red 14 eléctrica externa.

La conexión 100 eléctrica presenta unas flechas 102, 104 desplegadas sobre ella. La flecha 102 representa la influencia de las variaciones de la potencia activa sobre las oscilaciones de la frecuencia de red de la red eléctrica externa. La flecha 104 representa la influencia de las oscilaciones en la potencia activa en la conexión 100 eléctrica sobre las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema de red. El tamaño de las flechas 102, 104 se determina determinando en primer lugar una relación de fase entre la oscilación de la frecuencia de red de la red eléctrica externa o del subsistema de red y la oscilación de la potencia activa transportada sobre la conexión 100 eléctrica. El tamaño de las flechas 102, 104 puede corresponder a la magnitud del componente de las oscilaciones en la potencia activa que conducen a las oscilaciones de la frecuencia de red en los grupos sombreados y no sombreados, respectivamente, sustancialmente en 90 grados.

Con referencia a la Figura 5b, las conexiones 106, 108 eléctricas conectan ambas con un subsistema 12 de red. El subsistema 12 de red presenta una medición de las oscilaciones de la frecuencia de red registradas dentro del subsistema 96. Las flechas 110, 112 se representan sobre las conexiones 106 y las flechas 114, 116 se representan sobre la conexión 108. El tamaño de las flechas se determina según lo antes descrito y representa la magnitud de la contribución del subsistema 12 de red a las oscilaciones de la red eléctrica externa.

Por tanto, una suma de las flechas 112 (negativa) y 116 (positiva) muestra la contribución del subsistema 12 de red sobre la red eléctrica externa. En concreto, la magnitud de la configuración sobre la conexión 106 correspondiente a la flecha 112 puede ser sustraída de la magnitud de la contribución sobre la conexión 108 correspondiente a la flecha 106 para determinar la contribución del subsistema 12 de red sobre las oscilaciones de la frecuencia de red de la red eléctrica externa.

En el ejemplo mostrado en la Figura 5b, el subsistema 12 de red está amortiguando las oscilaciones de la frecuencia de red de la red eléctrica externa como suma de las contribuciones ilustradas por las flechas 112 y 116 otorga un resultado negativo.

Con referencia a la Figura 5c, el subsistema 12 de red no contribuye a las oscilaciones de la frecuencia de red de la red eléctrica externa como se muestra por los tamaños relativos de las flechas 112 y 124, que ilustran las contribuciones del subsistema de red, son sustancialmente iguales.

La presente divulgación permite la determinación y representación de: los subsistemas de red, las contribuciones o plantas que contribuyen a una oscilación de la frecuencia de red en una red eléctrica externa; y los corredores o conexiones de transmisión en los que las oscilaciones de la potencia están influenciando las oscilaciones de la frecuencia de red en una red eléctrica externa. El operador de una red eléctrica externa puede entonces identificar el subsistema de red, por ejemplo un generador o grupo de generadores que contribuye a las oscilaciones de la frecuencia de red y a la redistribución de la generación de la red de manera que la potencia se reduce sobre la conexión relevante.

El alcance de la invención no se define por las formas de realización sino por las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1.- Un procedimiento de determinación de la contribución de un subsistema (12) de red a las oscilaciones de la frecuencia de red en una red (14) eléctrica externa en una red (10) de energía eléctrica, comprendiendo el procedimiento:

la recepción de una primera cantidad correspondiente a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red (14) eléctrica externa;

la recepción de al menos una segunda cantidad, correspondiendo la al menos una segunda cantidad a las oscilaciones de la potencia activa transportada sobre al menos una conexión (16a, 16b, 16c) eléctrica entre el subsistema (12) de red y la red (14) eléctrica externa; y

la determinación de la contribución de dicho subsistema (12) de red a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red (14) eléctrica externa mediante la determinación de la magnitud del componente dentro del cual un vector que representa la segunda cantidad se descompone, esto es en cuadratura con la primera cantidad.

2.- Un procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, en el que la primera cantidad comprende oscilaciones en la frecuencia de red en el subsistema (12) de red.

3.- Un procedimiento de acuerdo con la reivindicación 2, que comprende además la recepción de una tercera cantidad que comprende las oscilaciones en la frecuencia de red dentro de la red (14) eléctrica externa

4.- Un procedimiento de acuerdo con la reivindicación 3, que comprende además la medición de la primera cantidad dentro del subsistema (12) de red, la medición de la segunda cantidad sobre la al menos una conexión (16a, 16b, 16c) eléctrica con el subsistema (12) de red y la medición de la tercera cantidad dentro de la red (14) eléctrica externa.

5.- Un procedimiento de acuerdo con la reivindicación 4, comprendiendo además el procedimiento la determinación acerca de si las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema (12) de red son en un modo común con las oscilaciones de la frecuencia de red de la red (14) eléctrica externa dependiendo de que la frecuencia de la primera cantidad sea inferior a 0,1 Hz.

6.- Un procedimiento de acuerdo con la reivindicación 3, comprendiendo además el procedimiento la determinación acerca de si las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema (12) de red son en un modo común con las oscilaciones de la frecuencia de red en la red (14) eléctrica externa, dependiendo de que la primera cantidad tenga la misma amplitud y fase que la tercera cantidad.

7.- Un procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 2 a 6, comprendiendo además el procedimiento la determinación acerca de si las oscilaciones de la frecuencia de red en el subsistema (12) de red son de fase opuesta a las oscilaciones de la frecuencia de red de la red (14) eléctrica externa dependiendo de que la frecuencia de la primera cantidad sea superior a 0,2 Hz.

8.- Un procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en el que la al menos una conexión (16a, 16b, 16c) eléctrica comprende una pluralidad de conexiones eléctricas entre el subsistema (12) de red y la red (14) eléctrica externa, y en el que la segunda cantidad corresponde a una suma de las oscilaciones en la potencia activa transportada sobre cada una de la pluralidad de conexiones (16a, 16b, 16c) eléctricas.

9.- Un procedimiento de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, en el que la al menos una conexión (16a, 16b, 16c) eléctrica comprende una pluralidad de conexiones eléctricas entre el subsistema (12) de red y la red (14) eléctrica externa,

y en el que la recepción de al menos una segunda cantidad comprende la recepción de una pluralidad de segundas cantidades, correspondiendo cada segunda cantidad a las oscilaciones de la potencia activa transportada sobre una entre la pluralidad de conexiones (16a,16b, 16c) eléctricas,

y en el que la determinación de la magnitud del componente de la segunda cantidad que está en cuadratura con la primera cantidad comprende la determinación de una pluralidad de magnitudes del componente de la segunda cantidad que está en cuadratura con la primera cantidad para determinar los componentes de la pluralidad de segundas cantidades que contribuyen a las oscilaciones de la frecuencia de red en la red (14) eléctrica externa.

10.- Un procedimiento de determinación de la contribución de un subsistema (12) de red de una pluralidad de subsistemas de red con las oscilaciones de la frecuencia de red en una red (14) eléctrica externa de una red (10) de energía eléctrica, comprendiendo el procedimiento:

la determinación de la contribución de un primer subsistema (12) de red de la pluralidad de sistemas de red de acuerdo con el procedimiento de cualquier reivindicación precedente;

la determinación de la contribución de un segundo subsistema (12) de red de acuerdo con el procedimiento de cualquier reivindicación precedente, en el que la magnitud de la contribución del primer subsistema (12) de red es superior a la magnitud de la contribución del segundo subsistema (12) de red; y

la normalización de la magnitud del segundo subsistema (12) de red con la magnitud del primer subsistema (12) de red.

11.- Un producto de programa informático que comprende un código de programa informático ejecutable en un procesador informático para llevar a cabo el procedimiento de acuerdo con cualquier reivindicación precedente.

12.- Un aparato para determinar la contribución de un subsistema (12) de red a las oscilaciones de la frecuencia de red de una red (14) eléctrica externa de una red (10) de energía eléctrica, comprendiendo el aparato:

un procesador (36) configurado para recibir una primera cantidad correspondiente a las oscilaciones de la frecuencia de red de la red (14) eléctrica externa,

recibir al menos una segunda cantidad, correspondiendo la al menos una segunda cantidad a las oscilaciones de la potencia activa transportada sobre al menos una conexión (16a, 16b, 16c) eléctrica entre el subsistema (12) de red y la red (14) eléctrica externa, y determinar la contribución de dicho subsistema (12) de red a las oscilaciones de la frecuencia de red de la red (14) eléctrica externa mediante la determinación de la magnitud del componente dentro del cual un vector que representa la segunda cantidad se descompone, esto es, en cuadratura con la primera cantidad.

13.- Un aparato de acuerdo con la reivindicación 12, que comprende además una primera unidad (18a) de medición en un enlace de comunicaciones con el procesador (36) y con la al menos una conexión (16a, 16b, 16c) eléctrica con el subsistema (12) de red, estando la primera unidad (18a) de medición dispuesta para medir la primera y / o segunda cantidades y suministrarlas al procesador (36).

14.- Una red eléctrica que comprende el aparato de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 12 o 13.

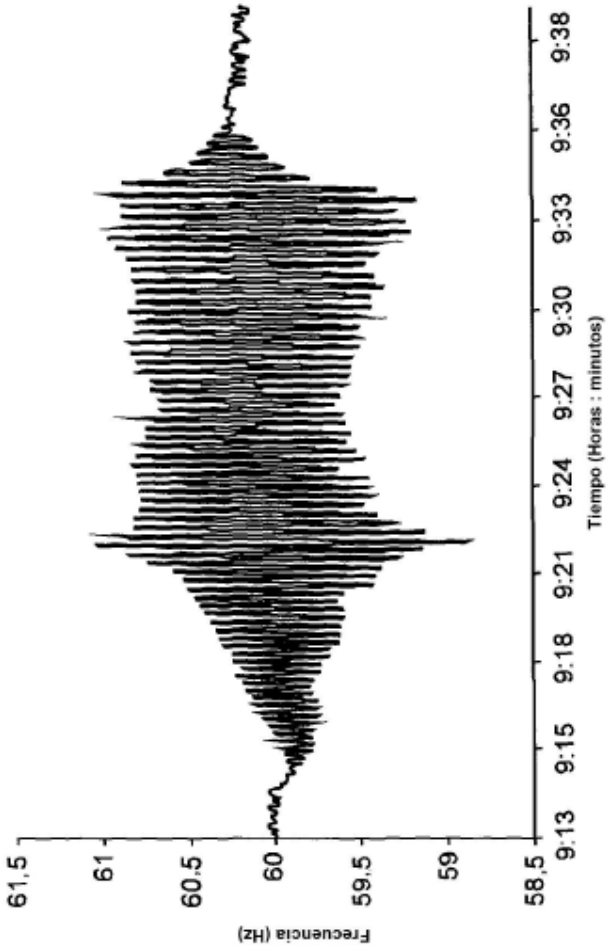

61,5
61
60,5
60
59,5
59
58,5
Frecuencia (Hz)
9:13
9:15
9:18
9:21
9:24
9:27
9:30
9:33
9:36
9:38
Tiempo (Horas : minutos)

Fig. 1

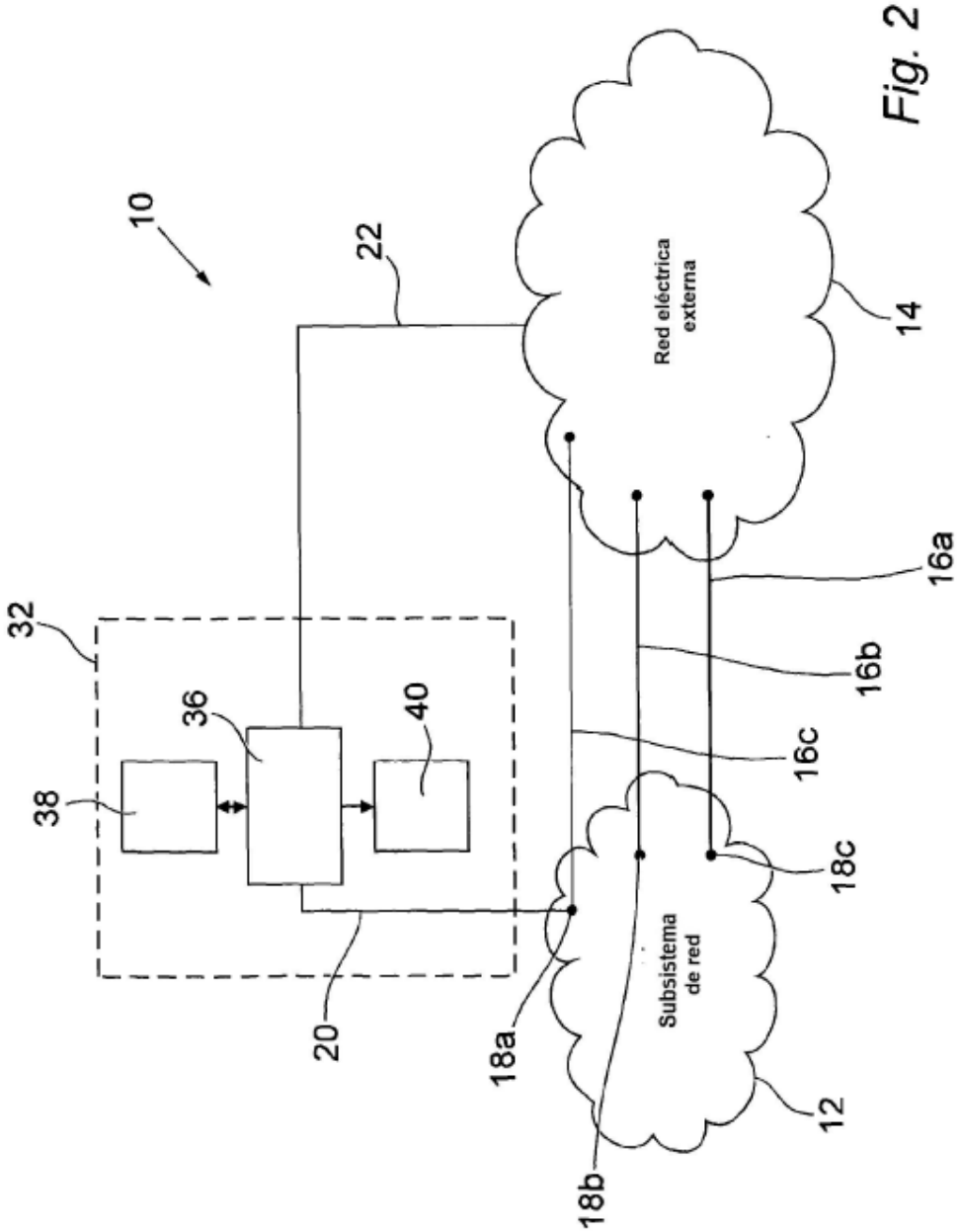

10
22
Red eléctrica externa
14
32
36
40
38
16a
16b
16c
18c
Subsistema de red
20
18a
12
18b

Fig. 2

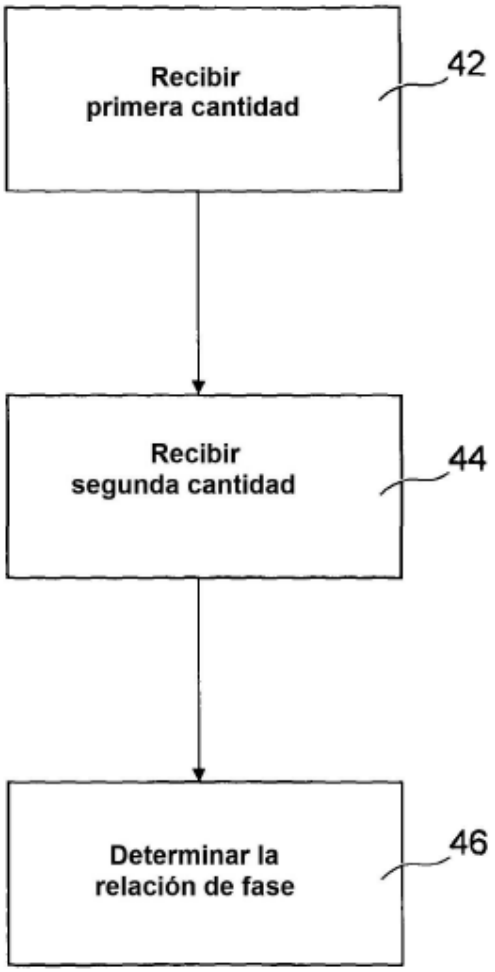

Recibir
primera cantidad
42
Recibir
segunda cantidad
44
Determinar la
relación de fase
46

Fig. 3

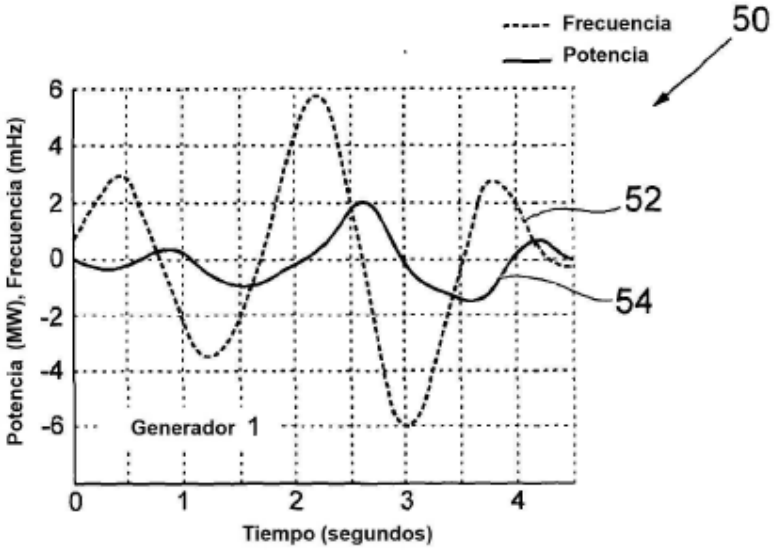

Frecuencia
Potencia
50
52
54
Potencia (MW), Frecuencia (mHz)
6
4
2
0
-2
-4
-6
Generador 1
0
1
2
3
4
Tiempo (segundos)

Fig. 4A

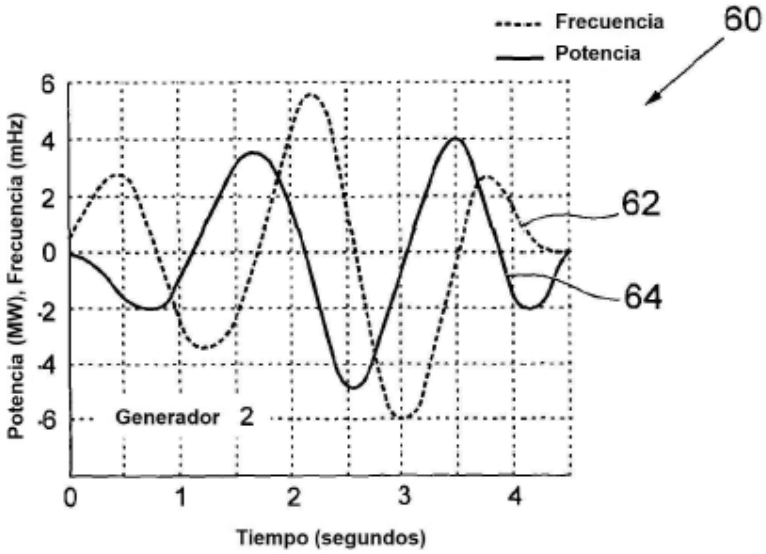
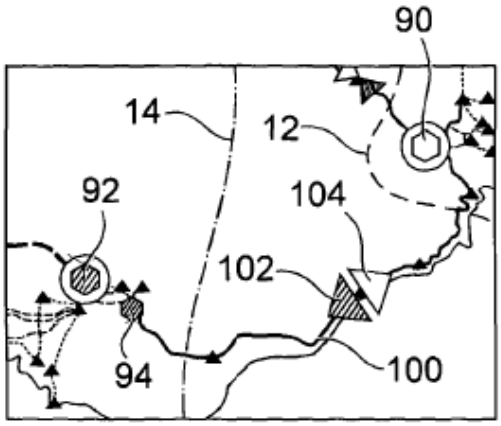
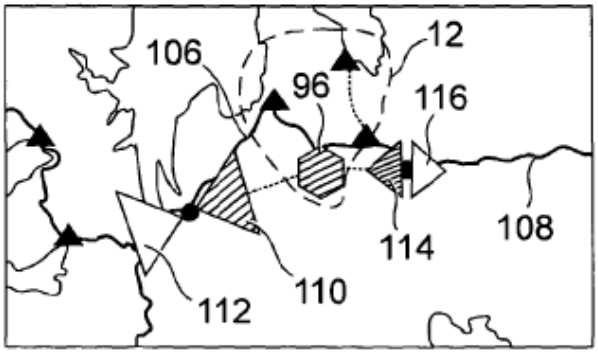

Frecuencia
Potencia
60
62
64
Potencia (MW), Frecuencia (mHz)
6
4
2
0
-2
-4
-6
Generador 2
0
1
2
3
4
Tiempo (segundos)

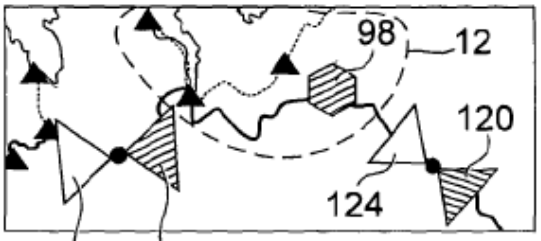
Fig. 4B


90
14
12
92
104
102
94
100

(a)


106
12
96
116
114
108
112
110

(b)


98
12
120
124
122
118

(c)

Fig. 5