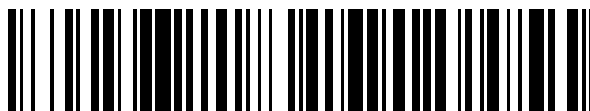


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 866 151**

51 Int. Cl.:

G01R 19/25 (2006.01)

G01R 25/00 (2006.01)

H02J 3/24 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **01.06.2016 E 16172418 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **17.02.2021 EP 3252482**

54 Título: **Procedimiento y dispositivo de centro de control para determinar un ángulo de fase de una oscilación de potencia en una red de alimentación eléctrica**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
19.10.2021

73 Titular/es:

**SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT (100.0%)
Werner-von-Siemens-Straße 1
80333 München, DE**

72 Inventor/es:

PIEL, STEFAN

74 Agente/Representante:

CARVAJAL Y URQUIJO, Isabel

ES 2 866 151 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 y dispositivo de centro de control para determinar un ángulo de fase de una oscilación de potencia en una red de alimentación eléctrica

5 La presente invención hace referencia a un procedimiento y a un dispositivo de centro de control para determinar un ángulo de fase de una oscilación de potencia en una red de alimentación eléctrica.

Para garantizar un funcionamiento libre de desgaste y seguro de las redes de alimentación de energía eléctrica, los valores de medición de la red de alimentación eléctrica característicos del estado de la red son monitoreados en los así denominados como centros de control de red a fin de determinar si la red de alimentación de energía eléctrica está en su condición de funcionamiento prevista o en una condición crítica. Para ello, los valores de medición de las magnitudes eléctricas medidas, como la corriente, la tensión y la potencia, se registran utilizando convertidores adecuados en puntos de medición seleccionados en la red de alimentación de energía eléctrica y generalmente se envían en forma digital al centro de control de la red para su evaluación y observación. Para garantizar que los valores de medición individuales presenten una relación temporal entre sí, los valores de medición registrados generalmente se complementan con las así denominadas como marcas de tiempo, es decir, datos de información de tiempo, que, por ejemplo, indican el momento en el que se registraron los valores de medición. Tales marcas de tiempo se pueden asignar, por ejemplo, con una precisión de un microsegundo. Los valores de medición se registran, por ejemplo, con las así denominadas como unidades de medida de puntero o "unidades de medida de fasor" (PMU) como punteros complejos de corriente o tensión, que comprenden información sobre la amplitud y el ángulo de fase de la variable de medición a medir en el respectivo punto de medición de la red de alimentación eléctrica. Estos valores de medición de puntero se registran con frecuencias de muestreo, por ejemplo, de 10 Hz y superiores.

Una forma de un estado operativo crítico de una red de alimentación de energía eléctrica está representada por las así denominadas como "oscilaciones de potencia" (en lo sucesivo también denominadas "oscilaciones"). Este tipo de oscilaciones pueden desarrollarse debido a interacciones electromecánicas entre unidades de generación de energía giratorias (generadores) entre sí y con la red alimentada por ellas con energía eléctrica. Por ejemplo, las oscilaciones ocurren en caso de cambios repentinos de carga o cambios en la estructura de la red de alimentación de energía eléctrica (por ejemplo, cuando se encienden o apagan partes de la red de energía más grandes). Los generadores con sus elementos mecánicamente rotativos en los puntos de alimentación de la red de alimentación eléctrica se deben adaptar a la nueva situación de carga. Esto suele suceder en forma de oscilación amortiguada con una frecuencia de unos pocos hercios o menos hasta que se ha estabilizado el nuevo punto de funcionamiento de la red de alimentación de energía eléctrica. Debido a la respuesta transitoria de los generadores, se generan estados de tensión y corriente oscilantes en la red de alimentación de energía eléctrica, que pueden tener diferentes efectos en la red de alimentación eléctrica y en sus componentes eléctricos (por ejemplo, líneas, cables, transformadores). Mientras que las oscilaciones amortiguadas con amplitudes comparativamente bajas en la red de alimentación de energía eléctrica disminuyen relativamente rápido y, por lo tanto, pueden aceptarse, las oscilaciones débilmente amortiguadas o incluso fluctuante representan en particular un estado altamente crítico de la red de alimentación eléctrica, que puede conducir fácilmente a fallas y desconexiones de grandes secciones de la red. Además, la estructura de la red, que cambia abruptamente cuando fallan secciones individuales de la red, puede sobrecargar secciones de la red de alimentación de energía eléctrica que aún están en funcionamiento, lo que puede provocar cortes en cascada e incluso un así denominado como apagón. La presencia de una oscilación de potencia en una red de alimentación eléctrica se puede comprobar mediante mediciones de magnitudes eléctricas asociadas en puntos de medición adecuados en la red de alimentación eléctrica. Una determinación metrológica de este tipo de procesos oscilación en redes de suministro de energía eléctrica se conoce, por ejemplo, del documento WO 2013/087122 A1. Allí, los procesos de oscilación existentes se reconocen en base a sus parámetros "amplitud" y "amortiguamiento" y se asocian a diferentes áreas de peligro que indican un riesgo potencial de la oscilación.

Un documento relevante del estado del arte es la solicitud US2009/099798A1.

La detección de procesos de oscilación también se conoce de la solicitud WO 2014/056531 A2. Para poder realizar la detección metrológica de la manera más eficiente posible, aquí se propone el uso de ventanas de medición de diferentes longitudes. Cuando hay una gran cantidad de generadores en una red de alimentación de energía eléctrica, los mismos pueden participar de diversas maneras en una oscilación de energía existente. Por ejemplo, generadores individuales o grupos de generadores pueden oscilar dentro o fuera de fase o no participar en absoluto en una oscilación de los otros generadores. El respectivo comportamiento se puede determinar determinando la posición de fase de la oscilación en las proximidades del respectivo generador. La comparación de la posición de fase de la oscilación en diferentes lugares de medición permite, por lo tanto, establecer si los generadores individuales están acoplados electromecánicamente entre sí y de qué manera, es decir, se vibran eléctricamente uno con otro o uno contra el otro. Mediante la detección temprana y la evaluación del comportamiento de los generadores individuales durante una oscilación, el operador de la red puede reconocer la necesidad de cualquier contramedida necesaria e implementarlas rápidamente y de manera específica.

El conocimiento sobre la relación de fase de generadores individuales o grupos de generadores que realizan oscilaciones de potencia entre sí en la red (es decir, están en fase opuesta), junto con el conocimiento de la intensidad y amortiguamiento de dichos procesos, proporciona información sobre la estabilidad de señales pequeñas, es decir, sobre el comportamiento de la red con respecto a las cargas continuamente cambiantes y los procesos de conmutación en la misma. Este conocimiento se puede utilizar prospectivamente para el ajuste óptimo de dispositivos de amortiguamiento de oscilación del generador (por ejemplo, los llamados "PSS" = "estabilizador del sistema de potencia") u otras unidades de control dispuestas en la red (por ejemplo, "FACTS" = "Sistemas de transmisión de corriente alterna flexibles"); asimismo, se pueden realizar ajustes para reducir sus amplitudes durante el funcionamiento cuando se presentan oscilaciones.

En el contexto de la presente invención, los términos "ángulo de fase" o "posición de fase" hacen referencia al ángulo de fase de una oscilación de potencia en comparación con un ángulo de fase de referencia. Dicho ángulo de fase de referencia se puede establecer para todo el sistema o hacer referencia al ángulo de fase de un punto de medición definido como referencia.

Para determinar la posición de fase de una señal de medición oscilante se conoce, por ejemplo, el uso del así denominado como "método de Prony". De esta forma, junto con otros parámetros tales como la frecuencia y la amplitud se determina la posición de fase de la señal de medición. El uso del método de Prony para determinar los parámetros de una señal de medición se describe, por ejemplo, en la solicitud de patente US 7,692,336 B2. Sin embargo, al evaluar oscilaciones, resulta particularmente desventajoso que se esperen valores constantes para la frecuencia y la amortiguamiento de la oscilación para la oscilación considerada dentro de un intervalo de tiempo en el cual se encuentran los datos de medición utilizados para la evaluación. Esto evita la disponibilidad temprana de los resultados, especialmente cuando los procesos de oscilación recién están comenzando, de modo que la información sobre la posición de la fase sólo se puede proporcionar relativamente tarde.

Por tanto, el objeto de la presente invención consiste en especificar un procedimiento con el cual una información sobre la posición de fase de la oscilación puede estar disponible de forma relativamente rápida y, en particular, también inmediatamente después del inicio de una oscilación en una red de alimentación eléctrica. El objeto de la presente invención consiste en especificar un correspondiente dispositivo de centro de control con el que se pueda realizar el procedimiento en cuestión.

Dicho objeto se resuelve en referencia al procedimiento mediante un procedimiento para la determinación de un ángulo de fase de una oscilación de potencia en una red de alimentación de energía eléctrica, en el cual se determina un perfil de tiempo de una potencia eléctrica para un punto de medición de la red de alimentación de energía eléctrica; utilizando el perfil de la potencia eléctrica se realiza una detección de uno o más modos de oscilación de una oscilación de potencia analizando las frecuencias contenidas en el perfil de tiempo de la potencia eléctrica y reconociendo las frecuencias predominantes como frecuencias pertenecientes a los modos de oscilación presentes; para las frecuencias de los modos de oscilación determinados se calcula un perfil modelo de una potencia eléctrica que indica un perfil de señales que idealmente presentaría un proceso de oscilación de la potencia eléctrica con un solo modo de oscilación; el perfil modelo se compara con el perfil de tiempo registrado de la potencia eléctrica o con un perfil derivado del mismo mediante la variación del ángulo de fase utilizado para el cálculo, comparando el perfil modelo con el perfil de tiempo registrado de la potencia eléctrica cuando se detecta un solo modo de oscilación, o sino cuando se detectan múltiples modos de oscilación, conformando un perfil derivado de la potencia eléctrica para cada uno de los modos de oscilación reconocidos que contiene exclusivamente la frecuencia del respectivo modo de oscilación, y comparando el perfil modelo con el perfil derivado de la potencia eléctrica; y el correspondiente ángulo de fase utilizado para calcular el perfil modelo se determina como el ángulo de fase de la oscilación de potencia en el cual el perfil modelo y el perfil de tiempo registrado o el perfil derivado del mismo presentan la desviación más pequeña entre sí.

En el contexto de esta invención, debe entenderse que un modo de oscilación significa un proceso de oscilación entre dos o más generadores, que se caracteriza esencialmente por una cierta frecuencia de oscilación.

Por lo tanto, para determinar el ángulo de fase, en el procedimiento conforme a la invención se compara el perfil de tiempo registrado o un perfil derivado del mismo con un perfil modelo que especifica el perfil de señal que idealmente tendría un proceso de oscilación con un solo modo de oscilación (y, por lo tanto, una frecuencia unívoca). Al comparar los dos perfiles mediante la variación del ángulo de fase supuesto y minimizando las desviaciones, se puede desplazar el perfil modelo hasta que se logre una considerable congruencia. El ángulo de fase asumido para esto se usa entonces como el ángulo de fase de la oscilación de potencia en el punto de medición.

La ventaja particular del procedimiento conforme a la invención radica en el hecho de que una información sobre el ángulo de fase presente de una oscilación de potencia se puede determinar de forma comparativamente rápida y precisa. Dado que, en el caso de una oscilación de potencia que acaba de comenzar, los rangos de tiempo del registro de datos en los que se basa la evaluación de un perfil de valores de medición de la potencia eléctrica, en los

5 cuales no hay oscilación de potencia, sólo tienen una influencia insignificante en el resultado de la detección de frecuencia y por lo tanto del método de optimización para la determinación del ángulo de fase en comparación con aquellos rangos de tiempo en los que tal oscilación ya es detectable; los registros de datos que muestran un comportamiento de oscilación sólo en un período de tiempo comparativamente reducido debido a una oscilación de potencia que acaba de comenzar, también proporcionan valores de medición útiles. Esto significa que las informaciones sobre la posición de fase de una oscilación de potencia ya están disponibles justo después de su incorporación.

En este contexto, la potencia eléctrica activa se determina preferentemente como potencia eléctrica.

10 Dependiendo del número de procesos de oscilación presentes en la red de alimentación de energía eléctrica se pueden reconocer modos de oscilación individuales o múltiples en los puntos de medición. Cuando hay múltiples modos de oscilación en un punto de medición, esto indica correspondientemente múltiples procesos de oscilación superpuestos.

15 De acuerdo con la invención se puede realizar un reconocimiento comparativamente sencillo del respectivo modo de oscilación, ya que la frecuencia de un proceso de oscilación se puede utilizar como criterio esencial para reconocer un modo de oscilación.

Conforme a la invención está previsto que cuando se detecta un modo de oscilación único, la comparación del perfil modelo se realice directamente con el perfil de tiempo registrado de la potencia eléctrica.

20 Este caso es particularmente sencillo de manejar, ya que el perfil de los valores de medición registrados originalmente no incluye una superposición de múltiples procesos de oscilación. Por tanto, la comparación con el perfil de tiempo registrado se puede realizar sin que sea necesario un procesamiento adicional del perfil de tiempo registrado.

25 Alternativamente está previsto que cuando se detecten múltiples modos de oscilación, para cada uno de los modos de oscilación reconocidos se conforme un perfil derivado de la potencia eléctrica, que contiene sólo la frecuencia del respectivo modo de oscilación, y se realice la comparación del perfil modelo con el perfil derivado de la potencia eléctrica.

30 Esto se aplica en el caso de que en un punto de medición no sólo se pueda reconocer un proceso de oscilación, sino también múltiples procesos de oscilación superpuestos. Los modos de oscilación asociados se pueden distinguir entre sí en el espectro de frecuencia en función de su respectiva frecuencia. Con el fin de determinar el ángulo de fase de cada proceso de oscilación individual, para cada modo de oscilación reconocido se debe conformar, por un lado, el perfil modelo en función de su frecuencia y un perfil derivado por otro lado. Estos dos perfiles se utilizan después para determinar el ángulo de fase.

35 De acuerdo con una forma de ejecución ventajosa del procedimiento conforme a la invención está previsto que, para analizar las frecuencias contenidas en el perfil de tiempo, se realice una transformada del perfil de tiempo en el rango de frecuencia; y aquellas frecuencias, cuya respectiva amplitud en el rango de frecuencias excedan un valor umbral de amplitud se reconozcan como predominantes.

40 Este procedimiento presenta la ventaja de que ofrece resultados adecuados para la detección del modo de oscilación con medios comparativamente sencillos y probados. Específicamente, la transformada se puede realizar, por ejemplo, mediante una transformada FFT (Transformada Rápida de Fourier, del inglés: Fast Fourier Transformation) o una DFT (Transformada Discreta de Fourier, del inglés: Discrete Fourier Transformation). Los valores umbral pueden ser fijos o adaptarse de manera adaptativa al respectivo espectro de frecuencia presente (por ejemplo, asumir un cierto valor porcentual del respectivo máximo presente en el espectro de frecuencia).

45 Otra forma de ejecución ventajosa del procedimiento conforme a la invención también prevé que el perfil derivado de la potencia eléctrica se conforme transformando un rango de frecuencia de un espectro de frecuencia del perfil de tiempo registrado de la potencia eléctrica en el rango de tiempo, que contiene los componentes esenciales del respectivo modo de oscilación.

Los componentes esenciales aquí comprenden al menos la frecuencia predominante que se asocia al modo de oscilación en cuestión, aunque también pueden incluir rangos de frecuencia adyacentes.

50 De acuerdo con una forma de ejecución ventajosa del procedimiento conforme a la invención está previsto que se realice un proceso de optimización matemática para determinar aquel ángulo de fase en el cual el perfil modelo y el perfil temporal registrado presentan la desviación más pequeña entre sí.

La función de optimización puede, por ejemplo, tener como objetivo minimizar las desviaciones entre los dos perfiles considerados cuando varía el ángulo de fase.

Concretamente, en este contexto puede estar previsto que como proceso de optimización matemática se utilice el método del error cuadrático mínimo o un método de Newton-Raphson o un método de Gauss-Newton.

5 Estos métodos son bien conocidos y proporcionan resultados adecuados para determinar el ángulo de fase.

Otra forma de ejecución ventajosa del procedimiento conforme a la invención prevé también que el ángulo de fase determinado se muestre en un dispositivo de visualización de un dispositivo de centro de control.

10 De esta manera, el valor del ángulo de fase se puede mostrar visualmente directamente al operador de la red de alimentación de energía eléctrica. La visualización puede tener lugar, por ejemplo, a través de una pantalla o un monitor conectado al dispositivo del centro de control. El dispositivo de visualización puede mostrar el ángulo de fase, por ejemplo, como un puntero en una topología de red de la red de alimentación eléctrica.

Otra forma de ejecución ventajosa del procedimiento conforme a la invención prevé que para determinar el perfil de tiempo de la potencia eléctrica en el punto de medición se registren los valores de medición de corriente y tensión.

15 Los valores medidos de corriente y tensión se utilizan para una variedad de aplicaciones en la automatización de redes de alimentación de energía, por lo que su adquisición no debería representar ningún esfuerzo adicional.

En este contexto, puede estar previsto concretamente que los valores de medición de corriente y tensión en el punto de medición se registren como valores de medición de puntero con marca de tiempo.

La medición se puede realizar, por ejemplo, con las así denominadas como "unidades de medida fasorial" (PMU, del inglés: Phasor Measurement Units).

20 Otra forma de ejecución ventajosa del procedimiento conforme a la invención prevé también que la determinación del ángulo de fase de la oscilación de potencia se realice para múltiples puntos de medición; en donde cada punto de medición está asociado a un generador que alimenta energía eléctrica a la red de alimentación de energía eléctrica; y que mediante la comparación de los ángulos de fase determinados para los puntos de medición individuales se realice una detección de qué generadores están acoplados electromecánicamente entre sí. Se realiza una comparación de los modos de oscilación encontrados en los distintos puntos de medición (en función de la frecuencia y eventualmente de la amortiguamiento), en la cual se determina qué generadores están involucrados en el mismo modo y, por lo tanto, están acoplados entre sí o bien de qué manera los generadores participantes en el mismo modo de oscilación están acoplados entre sí.

25

30 De esta manera, determinando el ángulo de fase en múltiples puntos de medición -si es posible dispuestos en las proximidades de los respectivos generadores- y comparando el ángulo de fase determinado, se puede generar una visión general de los procesos de oscilación presentes en la red y sus relaciones. En base a tal descripción general, el operador de la red de alimentación de energía eléctrica puede, si es necesario, iniciar contramedidas para amortiguar las oscilaciones.

35 En este contexto puede estar previsto, por ejemplo, que aquellos generadores o grupos de generadores para los cuales los ángulos de fase determinados presentan una diferencia de aproximadamente 0° sean reconocidos como generadores que oscilan en fase; y que aquellos generadores o grupos de tales para los cuales los ángulos de fase determinados presentan una diferencia de aproximadamente 180° se reconozcan como generadores que oscilan en fase opuesta.

40 Los generadores que oscilan en fase opuesta suelen conformar los extremos opuestos de un proceso de oscilación, es decir, son responsables de la aparición de la oscilación en cuestión. Los generadores que oscilan en fase también pueden estar involucrados en el mismo proceso de oscilación, aunque están en el mismo extremo de la oscilación y, por lo tanto, conforman un grupo de generadores que oscila contra al menos un generador distante. Los generadores que oscilan en fase suelen estar dispuestos localmente más cerca unos de otros que los generadores que oscilan en fase opuesta. Al analizar la relación entre los ángulos de fase individuales determinados se pueden identificar bien los generadores involucrados eléctricamente en la oscilación en un lado o en lados opuestos.

45

Para aumentar aún más la precisión en la determinación del ángulo de fase, de acuerdo con otra forma de ejecución ventajosa del procedimiento conforme a la invención finalmente se propone que la determinación del ángulo de fase se realice repetidamente variando la frecuencia utilizada; y que posteriormente, aquel ángulo de fase en el cual la desviación entre el perfil modelo y el perfil de tiempo registrado de la potencia eléctrica o el perfil derivado de ello resulte ser el más pequeño se utilice como el ángulo de fase real de la oscilación de potencia.

50

De esta manera, se pueden reducir aún más las desviaciones del ángulo de fase determinado de la oscilación del ángulo de fase real, las cuales pueden atribuirse a inexactitudes en la determinación de la frecuencia del modo de oscilación. Sin embargo, debido a que se puede suponer que la frecuencia del modo de oscilación utilizada inicialmente para determinar el ángulo de fase ya podría determinarse con relativa precisión, una variación de la frecuencia, en particular, alrededor del valor de la frecuencia determinada originalmente, es particularmente útil para un mayor aumento de la precisión. Alternativa o adicionalmente, una mejora en la precisión del procedimiento también se puede realizar mediante una correspondiente variación de la amplitud y/o del amortiguamiento.

El objeto mencionado anteriormente también se resuelve mediante un dispositivo de centro de control para la determinación de un ángulo de fase de una oscilación de potencia en una red de alimentación de energía eléctrica, con un dispositivo de comunicaciones para recibir valores de medición registrados mediante un dispositivo de medición en un punto de medición de la red de alimentación de energía eléctrica; y un dispositivo informático para la determinación de un perfil de tiempo de una potencia eléctrica para el punto de medición a partir de los valores de medición.

Conforme a la invención está previsto que el dispositivo informático esté configurado para utilizando el perfil de la potencia eléctrica realizar una detección de uno o más modos de oscilación de una oscilación de potencia analizando las frecuencias contenidas en el perfil de tiempo de la potencia eléctrica y reconociendo las frecuencias predominantes como frecuencias pertenecientes a los modos de oscilación presentes; para las frecuencias de los modos de oscilación determinados calcular un perfil modelo de una potencia eléctrica que indica un perfil de señales que idealmente presentaría un proceso de oscilación de la potencia eléctrica con un solo modo de oscilación; para comparar el perfil modelo con el perfil de tiempo registrado de la potencia eléctrica o con un perfil derivado del mismo mediante la variación del ángulo de fase utilizado para el cálculo, comparando el perfil modelo con el perfil de tiempo registrado de la potencia eléctrica cuando se detecta un solo modo de oscilación, o sino cuando se detectan múltiples modos de oscilación, conformando un perfil derivado de la potencia eléctrica para cada uno de los modos de oscilación reconocidos que contiene exclusivamente la frecuencia del respectivo modo de oscilación, y comparando el perfil modelo con el perfil derivado de la potencia eléctrica; y para determinar el correspondiente ángulo de fase utilizado para calcular el perfil modelo como el ángulo de fase de la oscilación de potencia, en el cual el perfil modelo y el perfil de tiempo registrado o el perfil derivado del mismo presentan la desviación más pequeña entre sí.

En referencia al dispositivo de centro de control conforme a la invención, resultan válidas todas las ejecuciones referidas al procedimiento conforme a la invención realizadas anteriormente y a continuación y de manera correspondiente a la viceversa, en particular, el dispositivo de centro de control conforme a la invención está configurado para la ejecución del procedimiento conforme a la invención en cualquiera de las formas de ejecución descritas o en una combinación discrecional de las formas de ejecución. También en referencia a las ventajas del dispositivo de centro de control conforme a la invención, se remite a las ventajas descritas con respecto al procedimiento conforme a la invención.

A continuación, la presente invención se explica en detalle de acuerdo con un ejemplo de ejecución. La conformación específica del ejemplo de ejecución no debe considerarse de ninguna manera restrictiva para la conformación general del procedimiento conforme a la invención o del dispositivo conforme a la invención, sino que más bien las características de conformación individuales del ejemplo de ejecución pueden combinarse libremente de manera discrecional entre sí y con las características descritas anteriormente.

Las figuras muestran:

Figura 1: una representación esquemática de una red de alimentación de energía eléctrica con una pluralidad de generadores.

Figura 2: un diagrama de operaciones esquemático para explicar un ejemplo de ejecución de un procedimiento para la determinación de un ángulo de fase de una oscilación de potencia.

Figura 3: un esquema de bloques esquemático de un dispositivo de medición y de un dispositivo de centro de control.

Figura 4: un primer diagrama con un ejemplo de espectro de frecuencia de una oscilación de potencia eléctrica.

Figura 5: un segundo diagrama con un ejemplo de espectro de frecuencia de una oscilación de potencia eléctrica.

Figura 6: un diagrama para explicar la determinación de un ángulo de fase a partir de la comparación de un perfil modelo con el perfil de tiempo o con un perfil de una potencia eléctrica derivado del mismo.

La figura 1 muestra una vista esquemática a modo de ejemplo de una parte de una red de alimentación de energía eléctrica 10 en una representación topológica. La red de alimentación de energía eléctrica 10 presenta subestaciones 11a-d que están conectadas entre sí mediante líneas de transmisión 12a-d. Con las subestaciones 11a-d están conectados generadores eléctricos 13a-i a través de líneas de transmisión de energía (sólo insinuadas) y alimentan energía eléctrica a la red de alimentación de energía eléctrica 10.

En determinadas circunstancias (por ejemplo, después de operaciones de conmutación o desconexión de carga), los generadores 13a-i tienen que adaptarse al nuevo estado de la red, es decir, la potencia que alimentan a la red de alimentación de energía 10 debe asumir un nuevo punto de funcionamiento. Aquí se pueden presentar oscilaciones de energía eléctrica, al menos temporalmente. Con frecuencia, se encuentran grupos de generadores en fase que son eléctricamente (y por lo tanto también localmente) adyacentes debido a las bajas impedancias y que pueden oscilar contra otros grupos que están eléctricamente más alejados. Esto se puede determinar determinando el ángulo de fase de la oscilación de potencia en un punto de medición que esté lo más cerca posible del respectivo generador. Para determinar el ángulo de fase, en los puntos de medición se registran indicadores de corriente y tensión con marca de tiempo. Esto se realiza con los así denominados como dispositivos de medición de puntero 14a-i o unidades de medición fasorial (PMU, del inglés Phasor Measurement Unit). Los dispositivos de medición de puntero 14a-i están conectados a través de un sistema de comunicaciones 15 con un dispositivo de centro de control 16, que puede consistir, por ejemplo, en un ordenador en una estación o centro de control de red.

A partir de punteros sucesivos de corriente y tensión, ya sea directamente en el respectivo dispositivo de medición de puntero 14a-i o después de la correspondiente transmisión de los punteros de corriente y tensión a través del sistema de comunicaciones 15 al dispositivo del centro de control 16, se determinan perfiles de tiempo de una potencia eléctrica, a partir de los cuales se determina el valor buscado del ángulo de fase, tal como se describirá más adelante con mayor detalle.

En la figura 1, además de los dispositivos de medición de puntero 14a-i para un modo de oscilación seleccionado, se introducen representaciones gráficas 17a-i indicadas sólo esquemáticamente del ángulo de fase determinado en el respectivo punto de medición. Es fácil ver que los generadores 13a y 13b oscilan en fase entre sí (diferencia de ángulo de fase de 0°) y que oscilan en fase opuesta con respecto a los generadores 13d y 13e (diferencia de ángulo de fase de 180°). A partir de esto se puede observar que tiene lugar un proceso de oscilación eléctrica entre un grupo de generadores 13a y 13b y el otro grupo de generadores 13d y 13e. El generador 13c, que alimenta la misma barra colectora que los generadores 13a y 13b, está conectado con menor intensidad a dichos generadores que ellos entre sí, pero muestra una retroalimentación eléctrica significativa. Los ángulos de fase determinados en los generadores 13f y 13g, así como en los generadores 13h y 13i indican un cierto acoplamiento positivo a los generadores 13a, 13b y 13c conectados entre sí a la barra colectora común, que es, sin embargo, significativamente menos pronunciado en términos de su intensidad que su acoplamiento entre sí. Los ángulos de fase mostrados son meramente explicativos en el contexto de este ejemplo de ejecución y pueden estar presentes en un sistema real significativamente diferente de este.

La dirección de las flechas para indicar el respectivo ángulo de fase está seleccionado arbitrariamente en la figura 1, con respecto a un ángulo de referencia. La representación según la figura 1 muestra el acoplamiento eléctrico básico, aunque no, entre otras cosas, la intensidad con la cual el generador individual se ve afectado por la oscilación (esta dimensión podría indicarse, por ejemplo, mediante el tamaño del radio en las representaciones 17a - l). Sin embargo, debido a las bajas impedancias entre generadores localmente adyacentes, se puede suponer que dentro de dicho grupo existen amplitudes de oscilación relativas similares (con referencia a la potencia total inmediata de un respectivo generador).

El conocimiento sobre la relación de fase de generadores individuales o de grupos de generadores que ejecutan oscilaciones de potencia entre sí en la red (es decir, están en fase opuesta) proporciona junto con el conocimiento de la intensidad y el amortiguamiento de dichos procesos, informaciones sobre la estabilidad de señales pequeñas, es decir, sobre el comportamiento de la red de alimentación de energía eléctrica con respecto a las cargas continuamente cambiantes y los procesos de conmutación en la red de alimentación eléctrica. Este conocimiento se puede utilizar para el ajuste óptimo de dispositivos de amortiguamiento de oscilación en las unidades generadoras (PSS, Power System Stabilizer) u otras unidades de control dispuestas en la red (por ejemplo, FACTS, Flexible AC Transmission Systems). Asimismo, se pueden realizar ajustes para reducir las amplitudes de oscilación durante el funcionamiento cuando se presentan oscilaciones.

La figura 2 muestra un esquema de operaciones para explicar a modo de ejemplo un ejemplo de ejecución de un procedimiento para la determinación de un ángulo de fase de una oscilación de potencia en un punto de medición. El procedimiento según la figura 2 se puede realizar mediante un dispositivo de medición 30 y un dispositivo de centro de control 31, tal como se muestra a modo de ejemplo en la figura 3; por lo tanto, en la siguiente descripción del procedimiento según la figura 2, se hace referencia también a la figura 3 en puntos adecuados.

En puntos de medición adecuadamente seleccionados en la red de alimentación de energía eléctrica, si es eléctricamente posible, cerca de los generadores de interés (véase, por ejemplo, la figura 1), en el paso 20, los valores complejos de las corrientes y tensiones eléctricas sincronizados en el tiempo, por ejemplo, a través de GPS, se registran cíclicamente (por ejemplo, cada 100 ms) a través de dispositivos de medición adecuados 30, por ejemplo, dispositivos de medición de puntero (PMU). Para ello se utiliza un dispositivo de registro de valores de medición 32 del dispositivo de medición 30. Los valores de corriente y de tensión registrados se utilizan en un paso posterior 21 para calcular un perfil de tiempo de la potencia eléctrica activa. Esto se puede realizar localmente en el propio dispositivo de medición mediante un dispositivo procesador 33 que ejecuta un programa de procesamiento de valores de medición almacenado en un dispositivo de memoria 34 del dispositivo de medición 30. De manera alternativa, la unidad de procesador también puede estar conformada por un dispositivo informático programado por hardware (por ejemplo, ASIC, FPGA). De manera alternativa, los valores de potencia también se pueden determinar después de que los valores de corriente y tensión se hayan transmitido a un dispositivo de centro de control 31. Para ello, el dispositivo de medición 30 está conectado con un dispositivo de comunicaciones 37 del dispositivo de centro de control 31 a través de un dispositivo de comunicaciones 35 y un sistema de comunicaciones 36 (red de comunicaciones, sistema de bus, etc.) y le transmite los datos brutos de los valores de medición de corriente y tensión (por ejemplo, valores de medición de puntero con marca de tiempo) o los valores de potencia ya calculados.

En lugar de determinar la potencia activa a partir de valores de corriente y de tensión que se corresponden entre sí, alternativamente, también se puede determinar a partir de los valores de tensión detectados en simultáneo a través de dos dispositivos de medición y el ángulo de fase que se encuentra en el medio. Los valores de potencia que conforman el perfil de la energía eléctrica se pueden almacenar, por ejemplo, en una memoria 38 del dispositivo de centro de control 31.

Cuando se alcanza el tiempo de ciclo (por ejemplo, 1s) para la evaluación del ángulo de fase de la oscilación de potencia, se lee un registro de datos (parte predeterminada del perfil de la potencia eléctrica) de la memoria 38 y posteriormente se procesa, por ejemplo, mediante un dispositivo informático 39 (procesador, DSP, ASIC, FPGA, etc.). En una adquisición cíclica de los valores de corriente y de tensión cada 0,1s, un registro de datos a modo de ejemplo comprende, por ejemplo, una duración de 12,8s (128 valores), 25,6s (256 valores) o 51,2s (512 valores).

En el paso 22, el dispositivo informático 39 transforma el perfil de tiempo de la potencia eléctrica contenida en el registro de datos seleccionado en el rango de frecuencia. Esto se puede hacer, por ejemplo, mediante un método FFT o DFT que en sí es bien conocido. Antes de ello, una posible componente continua (DC-Offset) se puede eliminar opcionalmente, por ejemplo, restando el valor de medición del perfil de tiempo de los valores de potencia contenidos en el registro de datos.

Posteriormente, en el paso 23, en base al espectro de frecuencia conformado, se realiza un reconocimiento de los modos de oscilación existentes, así como, una determinación de las frecuencias y amplitudes correspondientes. Los modos de oscilación se pueden reconocer en el respectivo espectro de frecuencias como frecuencias predominantes ("picos"). La posición de tales picos corresponde a la frecuencia de oscilación del respectivo modo de oscilación. Los picos se pueden reconocer, por ejemplo, de la siguiente manera:

Primero se cortan los canales inferiores (a menudo solamente el canal inferior); de esta manera se elimina la componente continua (DC offset) contenida en la señal de tiempo. A partir del espectro restante se determina el valor de la mayor amplitud; la multiplicación por un valor umbral relativo, por ejemplo, 5%, da como resultado entonces un valor umbral de amplitud que debe ser superado por todos los picos a ser determinados posteriormente para ser reconocido como modo de oscilación. Los datos de un pico encontrado, bajo el supuesto simplificador de una distribución gaussiana de las amplitudes (alternativa más correcta: Distribución de Breit-Wigner/Lorentz /Cauchy) están sujetos a un ajuste de mínimos cuadrados y se determinan a partir de los parámetros obtenidos, entre otras cosas, la amplitud de la oscilación y su frecuencia. A continuación, el perfil de ajuste se resta del espectro de amplitud y se realiza una búsqueda del siguiente pico más alto que exceda el umbral de amplitud. Cuando dicho pico no se encuentra por encima del valor umbral de amplitud, se finaliza la búsqueda del pico. A modo de ejemplo, la figura 4 muestra un espectro de frecuencia con un solo modo de oscilación y la figura 5 un espectro de frecuencia con cuatro modos de oscilación reconocidos, cada uno en comparación con el valor umbral SW utilizado para el reconocimiento de picos (nota: para una mejor observación, un valor de umbral SW está dibujado en las figuras significativamente mayor que el 5% del modo de oscilación predominante reconocido).

En el paso 24 se comprueba si en el paso 23 se han reconocido uno o más modos de oscilación. Cuando sólo se reconoció un modo de oscilación, el procedimiento continúa con el paso 25a; por el contrario, cuando se reconoce una pluralidad de modos de oscilación, el procedimiento continúa en el paso 25b.

Cuando de la prueba en el paso 24 resulta que sólo hay un modo de oscilación, en el paso 25a se genera un perfil modelo S_k de una potencia eléctrica con la frecuencia $f = \omega/2\pi$ característica del modo de oscilación reconocido y una amplitud inicial \hat{A} adaptada al modo de oscilación, un amortiguamiento α y un valor inicial Φ_0 para el desplazamiento del ángulo de fase:

$$S_k(t) = \hat{A} \cdot e^{-\alpha t} \text{sen}(\omega t + \Phi_0) \quad (1)$$

5 Se considera como adaptada la amplitud de una señal modelo que es capaz de reproducir el perfil temporal real de los valores de potencia registrados de la mejor manera posible. Con atenuación progresiva, dicha amplitud es constante durante el período de tiempo considerado y corresponde aproximadamente al nivel medio de la señal de medición; en el caso de una señal ascendente o descendente, esta amplitud se modifica durante el período de tiempo de acuerdo con el amortiguamiento de la señal. La mejor adaptación posible se da en todos los casos cuando se logra una minimización de las desviaciones entre la señal medida y la modelada, por ejemplo, sobre la base del cuadrado de la distancia entre las amplitudes asociadas, sumadas en todos los pasos de tiempo en el rango de la señal de interés.

10 Un ejemplo de un perfil modelo de este tipo está representado en el diagrama de la figura 6. En un diagrama potencia-tiempo, la figura 6 muestra un perfil modelo 60 de la potencia eléctrica para la frecuencia del modo de oscilación reconocido.

15 El perfil modelo se compara en el paso 25a con el perfil de tiempo registrado originalmente de la potencia eléctrica. En el diagrama de la figura 6, el perfil temporal registrado originalmente está representado por valores de potencia individuales que se han determinado para los momentos $t_n, t_{n+1}, t_{n+2}, \dots, t_N$ (n representa el índice de valores de potencia, que se determina respectivamente desplazado en $t = \Delta T$). En comparación con el perfil modelo 60, existen desviaciones $D_n, D_{n+1}, D_{n+2}, \dots, D_N$ entre el perfil de tiempo registrado y el perfil modelo 60.

20 En el paso 26a, el perfil modelo se desplaza variando el ángulo de fase $\Delta\phi$ en el eje x del diagrama hasta que la suma de las desviaciones $D_n, D_{n+1}, D_{n+2}, \dots, D_N$ sea mínima. El ángulo de fase $\Delta\phi$ buscado se define como la diferencia de signo correcto, entre la última marca de tiempo registrada y utilizada en el registro de datos y el siguiente cruce por cero positivo adyacente del perfil modelo.

25 La adaptación optimizada del perfil modelo 60 al perfil registrado originalmente en el rango de tiempo se puede llevar a cabo, por ejemplo, de la siguiente manera: Primero, puede tener lugar una subdivisión aproximada de la posición de fase (por ejemplo, múltiplos de 30 grados) y se puede realizar una determinación de la desviación entre el perfil de tiempo registrado y el perfil modelo 60, por ejemplo, en base a una minimización de los cuadrados de error para las amplitudes de todos los pasos de tiempo. Este procedimiento ya puede ser suficiente para determinar el ángulo de fase buscado con suficiente precisión. Alternativamente, a partir de ello también se pueden determinar, por ejemplo, valores iniciales para un paso numérico posterior.

30 Los métodos numéricos, por ejemplo, el método de Newton-Raphson, se pueden utilizar para los parámetros de posición de fase, amplitud, amortiguamiento y frecuencia. El método de Newton-Raphson, que es adecuado para la búsqueda de puntos cero de una función, representa la posibilidad de encontrar los parámetros adecuados de del perfil modelo 60 para la mejor reproducción posible de los perfiles de tiempo de la potencia determinados metrológicamente. Cuando se modelan los datos en el rango del tiempo mediante una función sinusoidal decreciente (o creciente, en el caso límite de la figura 5 también constante), la amplitud inicial, el amortiguamiento, la frecuencia y la posición de fase son los parámetros descriptivos. Para utilizar el método de Newton-Raphson, se debe diferenciar el perfil modelo de acuerdo con estos parámetros y determinar los puntos cero de las funciones resultantes (conformando la segunda derivada). En el cálculo, también debe tenerse en cuenta la dependencia mutua con respecto a la optimización de hasta cuatro parámetros diferentes.

40 La frecuencia previamente determinada en el análisis del espectro de frecuencias también puede considerarse constante como parámetro determinado de forma comparativamente fiable. En la medida que los valores de amplitud y amortiguamiento están disponibles en otras aplicaciones, los mismos se pueden usar aquí como valores iniciales o, con el fin de aumentar la velocidad de procesamiento, también se pueden usar como constantes, de modo que el ángulo de fase finalmente representa la variable de optimización esencial.

45 Un procedimiento alternativo para la optimización del parámetro consiste en el así denominado como método Gauß-Newton.

Por el contrario, cuando en el paso 24 se reconoce que existen múltiples modos de oscilación, el procedimiento continúa con el paso 25b. En el paso 25b, primero se lleva a cabo una transformada inversa del espectro de frecuencia en el rango del tiempo, por ejemplo, mediante una FFT inversa, para todos los modos de oscilación reconocidos y, por tanto, se determina un número correspondiente de perfiles de potencia derivados.

50 Después, tal como ya se explicó para los pasos 25a y 26a, para cada modo de oscilación reconocido se determina un perfil modelo con la frecuencia característica del modo de oscilación y la amplitud ajustada (véase arriba) de acuerdo con la ecuación (1). Los pares correspondientes de perfiles derivados (transformados por retroceso) y de

perfiles modelo se comparan entre sí en el paso 26b variando el ángulo de fase. En este caso se utilizan los procedimientos de optimización que ya se han descrito para el caso de los modos de oscilación reconocidos individualmente.

5 El ángulo de fase determinado en el paso 26a o en el paso 26b mediante la optimización se proporciona finalmente en el paso final 27 como resultado de la determinación del ángulo de fase y, por ejemplo, y se muestra para el operador de la red de alimentación de energía eléctrica 10 en un dispositivo de visualización conectado a un dispositivo de salida 40 del dispositivo de centro de control 31 y/o se pone a disposición para otros pasos de procesamiento o aplicaciones de un sistema de control de red. Además, el dispositivo de centro de control también presenta opcionalmente una unidad de entrada 41 a la cual se pueden conectar dispositivos de entrada (teclado, ratón, etc.) para realizar entradas de usuario.

10 Una mejora adicional de la precisión en la determinación del ángulo de fase se consigue repitiendo el procedimiento descrito variando la frecuencia dentro de un rango preseleccionado en las proximidades de la frecuencia inicialmente determinada del modo de oscilación y después minimizando los resultados obtenidos usando los métodos ya mencionados. El par de ángulo de fase-frecuencia, en el que se puede obtener la mayor correspondencia posible entre un perfil modelo y el perfil de tiempo registrado originalmente, se utiliza finalmente para determinar el ángulo de fase realmente presente. En consecuencia, la precisión también se puede mejorar variando otros parámetros del modo de oscilación, por ejemplo, amplitud, amortiguamiento. Al detectar el punto de inicio de la oscilación y evaluar sólo el rango de tiempo desde dicho punto de inicio hasta el punto de detección instantáneo en el tiempo, es posible una determinación y visualización anticipadas de la posición de fase.

15 El procedimiento descrito también se puede realizar para múltiples puntos de medición en lugar de para un solo punto de medición (véase la figura 1). La aplicación del procedimiento descrito para determinar y evaluar la posición de fase local de oscilaciones de potencia reconocidas en múltiples puntos de medición dentro de la red de alimentación eléctrica 10 permite al operador de la red determinar rápidamente la alineación mutua de oscilaciones con respecto a los generadores conectados en la red, lo cual le permite establecer conclusiones sobre el acoplamiento electromecánico de los generadores y aporta un mayor conocimiento sobre las posibles causas de las probadas oscilaciones de potencia. En base al conocimiento disponible, las medidas efectivas, como las que pueden ser necesarias para mantener una operación de red más segura, pueden iniciarse de manera rápida y específica.

20 Aunque la invención ha sido descrita e ilustrada en detalle mediante ejemplos de ejecución preferidos, dicha invención no está limitada por los ejemplos revelados y, sin abandonar el alcance de las reivindicaciones posteriores, el especialista puede derivar de aquí otras variaciones.

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para la determinación de un ángulo de fase de una oscilación de potencia en una red de alimentación de energía eléctrica (10), en el cual

5 - se determina un perfil de tiempo de una potencia eléctrica para un punto de medición de la red de alimentación de energía eléctrica (10);

- utilizando el perfil de la potencia eléctrica, se realiza una detección de uno o más modos de oscilación de una oscilación de potencia analizando las frecuencias contenidas en el perfil de tiempo de la potencia eléctrica y reconociendo las frecuencias predominantes como frecuencias pertenecientes a los modos de oscilación presentes;

10 caracterizado porque,

- para las frecuencias de los modos de oscilación determinados, se calcula un perfil modelo de una potencia eléctrica, que indica un perfil de señales que idealmente presentaría un proceso de oscilación de la potencia eléctrica con un solo modo de oscilación;

15 - el perfil modelo se compara con el perfil de tiempo registrado de la potencia eléctrica o con un perfil derivado del mismo mediante la variación del ángulo de fase utilizado para el cálculo, comparando el perfil modelo con el perfil de tiempo registrado de la potencia eléctrica cuando se detecta un solo modo de oscilación, o sino cuando se detectan múltiples modos de oscilación, conformando un perfil derivado de la potencia eléctrica para cada uno de los modos de oscilación reconocidos que contiene exclusivamente la frecuencia del respectivo modo de oscilación, y comparando el perfil modelo con el perfil derivado de la potencia eléctrica; y

20 - el correspondiente ángulo de fase utilizado para calcular el perfil modelo se determina como el ángulo de fase de la oscilación de potencia en el cual el perfil modelo y el perfil de tiempo registrado o el perfil derivado del mismo presentan la desviación más pequeña entre sí.

2. Procedimiento según la reivindicación 1,

25 caracterizado porque,

- para el análisis de las frecuencias contenidas en el perfil de tiempo, se lleva a cabo una transformada del perfil de tiempo en el rango de frecuencia; y

- aquellas frecuencias, cuya respectiva amplitud en el rango de frecuencias exceden un valor umbral de amplitud se reconocen como predominantes.

30 3. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,

caracterizado porque,

- el perfil derivado de la potencia eléctrica se conforma transformando un rango de frecuencia de un espectro de frecuencia del perfil de tiempo registrado de la potencia eléctrica en el rango de tiempo, que contiene los componentes esenciales del respectivo modo de oscilación.

35 4. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,

caracterizado porque,

- se realiza un proceso de optimización matemática para determinar el ángulo de fase en el cual el perfil modelo y el perfil temporal registrado presentan la desviación más pequeña entre sí.

5. Procedimiento según la reivindicación 4,

40 caracterizado porque,

- como proceso de optimización matemática se utiliza el método del error cuadrático mínimo o un método de Newton-Raphson o un método de Gauss-Newton.

6. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,
caracterizado porque,
- el ángulo de fase determinado se muestra en un dispositivo de visualización de un dispositivo de centro de control (31).
- 5 7. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,
caracterizado porque,
- para determinar el perfil de tiempo de la potencia eléctrica en el punto de medición, se registran los valores de medición de corriente y tensión.
8. Procedimiento según la reivindicación 7,
10 caracterizado porque
- los valores de medición de corriente y tensión en el punto de medición se registran como valores de medición de puntero con marca de tiempo.
9. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,
caracterizado porque,
- 15
- la determinación del ángulo de fase de la oscilación de potencia se realiza para múltiples puntos de medición; en donde cada punto de medición está asociado a un generador (13a-i) que alimenta energía eléctrica a la red de alimentación de energía eléctrica; y
 - mediante la comparación de los ángulos de fase determinados para los puntos de medición individuales, se realiza una detección de qué generadores (13a-i) están acoplados electromecánicamente entre sí.
- 20 10. Procedimiento según la reivindicación 9,
caracterizado porque,
- aquellos generadores (13a-i) para los cuales los ángulos de fase determinados presentan una diferencia de aproximadamente 0° se reconocen como generadores (13a-i) oscilantes en fase; y
 - aquellos generadores (13a-i) para los cuales los ángulos de fase determinados presentan una diferencia de aproximadamente 180° se reconocen como generadores (13a-i) que oscilan en fase opuesta.
- 25
11. Procedimiento según una de las reivindicaciones precedentes,
caracterizado porque,
- la determinación del ángulo de fase se realiza repetidamente variando la frecuencia utilizada; y
 - posteriormente, aquel ángulo de fase en el cual la desviación entre el perfil modelo y el perfil de tiempo registrado de la potencia eléctrica o el perfil derivado de ello resulta ser el más pequeño se utiliza como el ángulo de fase real de la oscilación de potencia.
- 30
12. Dispositivo de centro de control (31) para la determinación de un ángulo de fase de una oscilación de potencia en una red de alimentación de energía eléctrica (10), con
- 35
- un dispositivo de comunicaciones (37) para recibir valores de medición registrados mediante un dispositivo de medición (30) en un punto de medición de la red de alimentación de energía eléctrica (10); y
 - un dispositivo informático (39) para la determinación de un perfil de tiempo de una potencia eléctrica para el punto de medición a partir de los valores de medición; en donde el dispositivo informático (39) está configurado para realizar un reconocimiento de uno o más modos de oscilación de una oscilación de potencia utilizando el perfil de la energía eléctrica mediante el uso de un análisis de frecuencias contenidas

en el perfil de tiempo de la potencia eléctrica y reconociendo las frecuencias predominantes como frecuencias pertenecientes a los modos de oscilación presentes;

caracterizado porque el dispositivo informático (39) también está configurado para

5 calcular, para las frecuencias de los modos de oscilación determinados, un perfil modelo de una potencia eléctrica que indica un perfil de señales que idealmente presentaría un proceso de oscilación de la potencia eléctrica con un solo modo de oscilación; para comparar el perfil modelo con el perfil de tiempo registrado de la potencia eléctrica o con un perfil derivado del mismo mediante la variación del ángulo de fase utilizado para el cálculo, comparando el perfil modelo con el perfil de tiempo registrado de la potencia eléctrica cuando se detecte un solo modo de oscilación, o sino cuando se detectan múltiples modos de oscilación, conformando un perfil derivado de la potencia eléctrica para cada uno de los modos de oscilación reconocidos que contiene exclusivamente la frecuencia del respectivo modo de oscilación, y comparando el perfil modelo con el perfil derivado de la potencia eléctrica; y para 10 determinar el correspondiente ángulo de fase utilizado para calcular el perfil modelo como el ángulo de fase de la oscilación de potencia, en el cual el perfil modelo y el perfil de tiempo registrado o el perfil derivado del mismo presentan la desviación más pequeña entre sí.

15

FIG 1

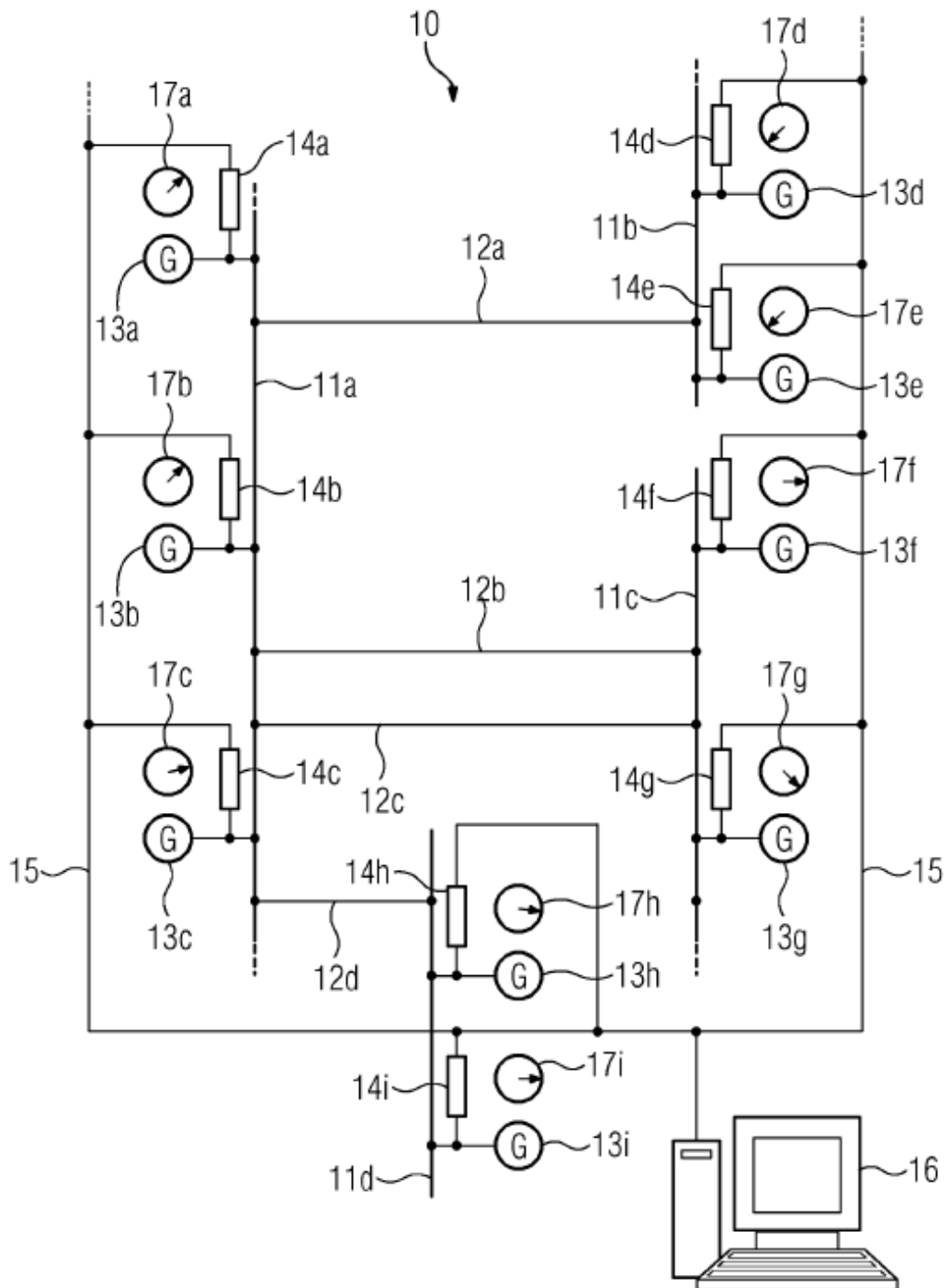


FIG 2

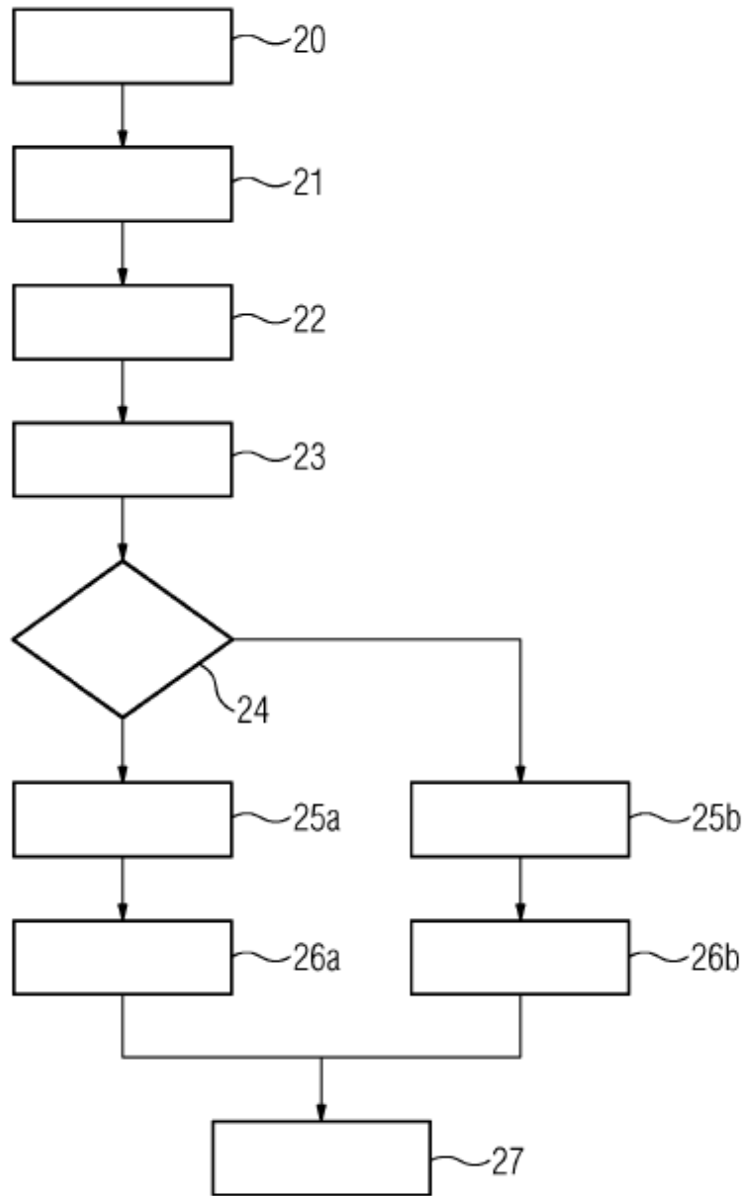


FIG 3

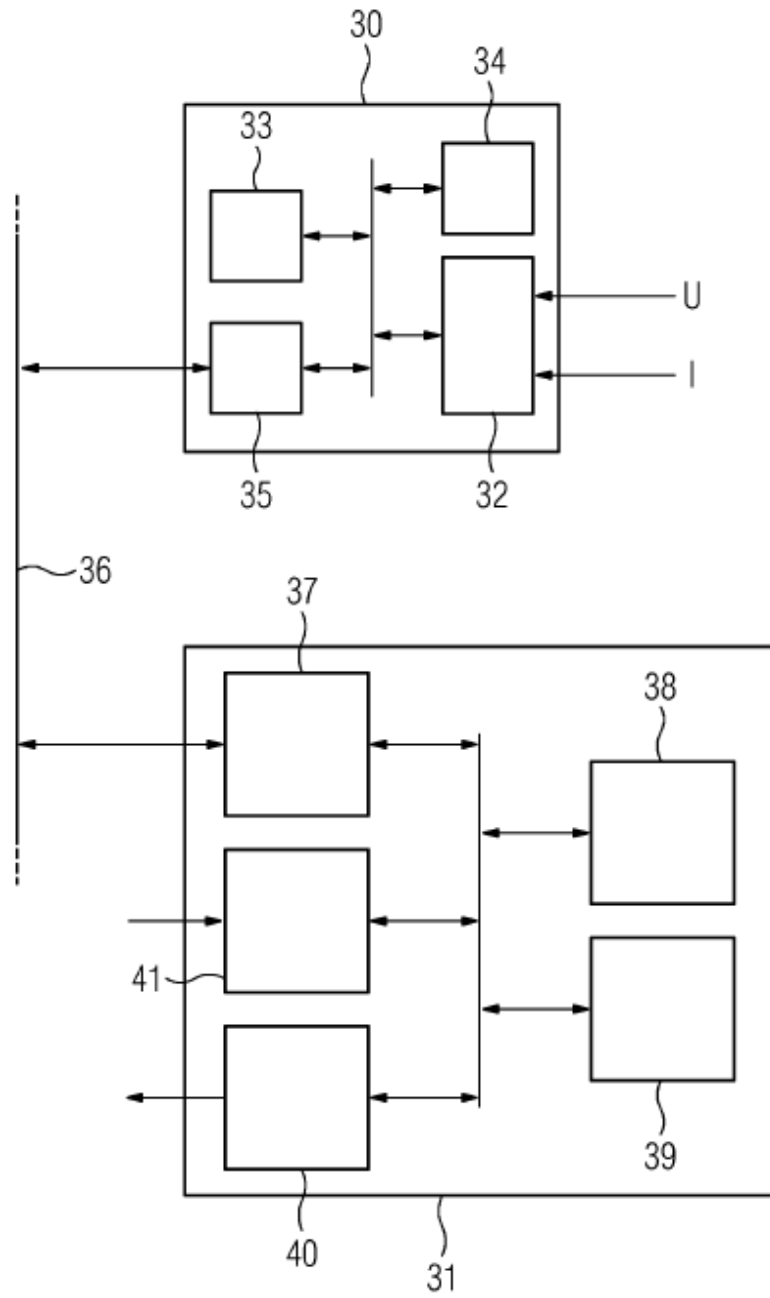


FIG 4

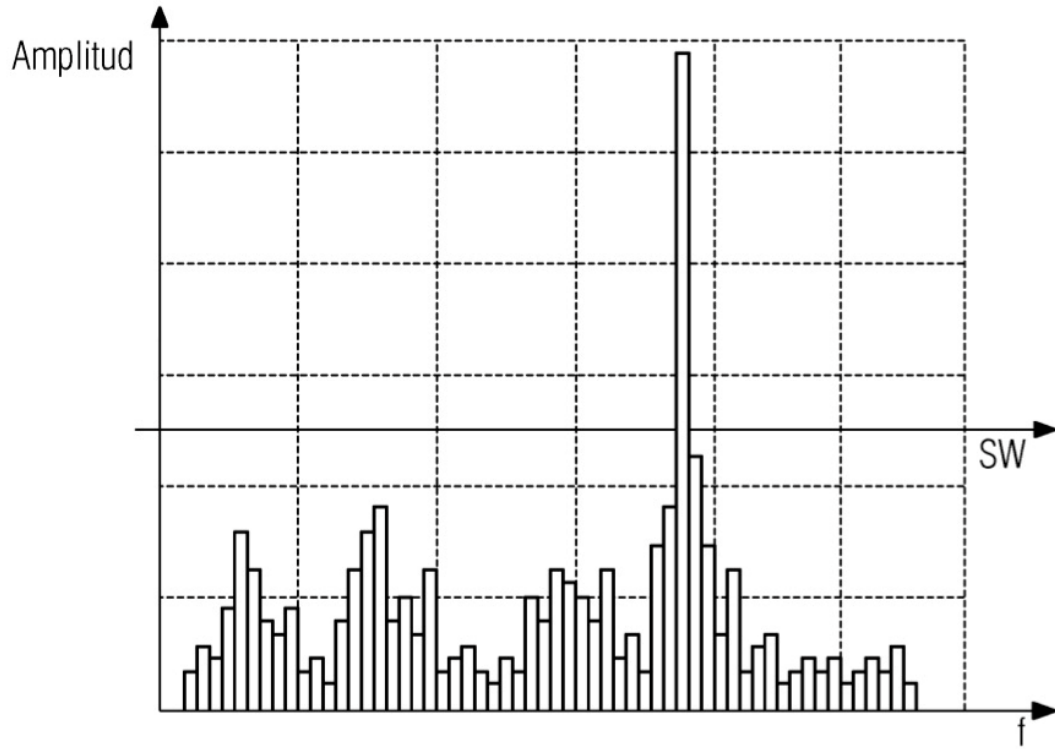


FIG 5

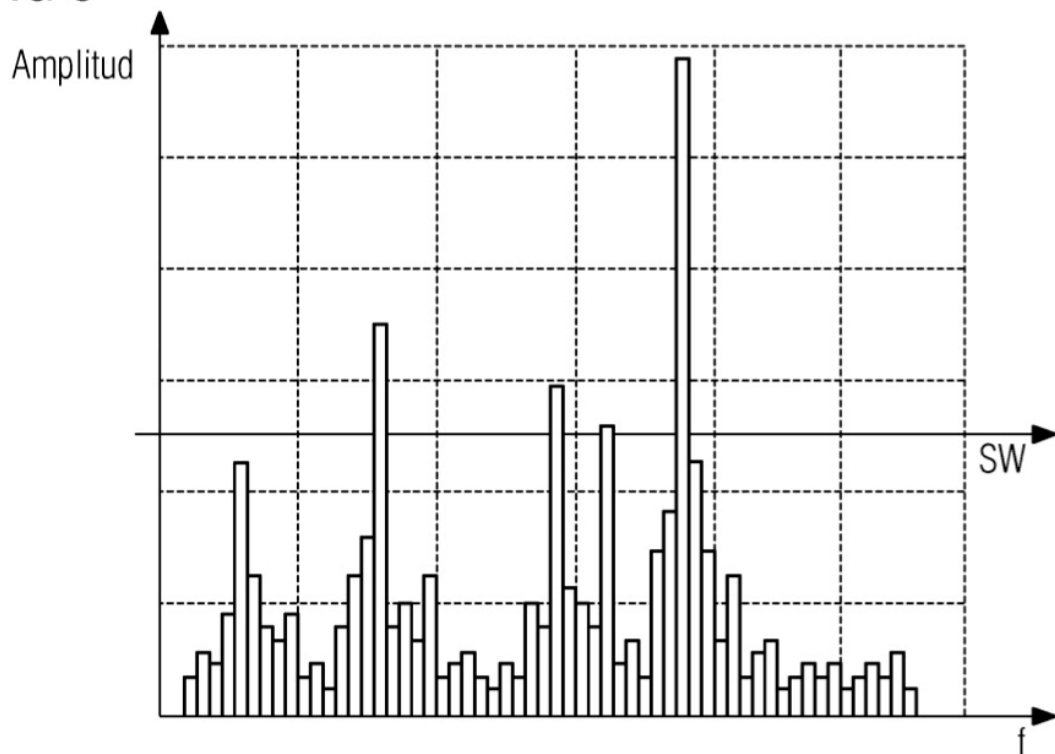


FIG 6

