

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 947 941**

51 Int. Cl.:

**H02J 3/14** (2006.01)

**H02J 3/24** (2006.01)

12

## TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **27.11.2017** **PCT/EP2017/080561**

87 Fecha y número de publicación internacional: **14.06.2018** **WO18104095**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **27.11.2017** **E 17818056 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.06.2023** **EP 3552290**

54 Título: **Característica de inercia**

30 Prioridad:

**07.12.2016 GB 201620814**

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

**24.08.2023**

73 Titular/es:

**REACTIVE TECHNOLOGIES LIMITED (100.0%)**  
**9400 Garsington Road Oxford Business Park**  
**Oxford, Oxfordshire OX4 2HN, GB**

72 Inventor/es:

**VENTOLA, MIKA y**  
**PELTOLA, TIMO**

74 Agente/Representante:

**MENDIGUTÍA GÓMEZ, María Manuela**

ES 2 947 941 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

Característica de inercia

## 5 Campo técnico

La presente invención se refiere a un aparato y método para determinar una característica de inercia de un área síncrona de una red de energía eléctrica.

## 10 Antecedentes

La energía eléctrica generada se distribuye a los consumidores a través de una red de distribución de electricidad o una red de energía eléctrica. Normalmente, las redes de energía eléctrica funcionan a una frecuencia de red nominal que es uniforme a través de toda un área síncrona de la red. Por ejemplo, la red de distribución eléctrica del Reino Unido funciona nominalmente a 50 Hz. Los operadores de red generalmente están obligados a mantener la frecuencia de la red dentro de límites predefinidos, por ejemplo, la red de distribución eléctrica del Reino Unido debe mantenerse dentro del 0,4 % de la frecuencia de red nominal de 50 Hz.

Las estaciones de alimentación de gran capacidad, tales como las estaciones de energía de combustible nuclear o fósil, usan generadores giratorios que tienen partes giratorias relativamente masivas que se alimentan a velocidades relativamente altas en algún múltiplo de la frecuencia nominal de la red (denominada generación por giro). En el curso de su funcionamiento normal, estos generadores giratorios almacenan cantidades relativamente grandes de energía cinética. Los proveedores de capacidad pequeña, tales como los parques eólicos o solares usan inversores para suministrar energía a la red a la frecuencia nominal de la red, y típicamente almacenan una cantidad de energía cinética mucho más pequeña, o incluso sin energía cinética en absoluto.

Un cambio en el equilibrio entre la provisión y el consumo de energía eléctrica a la red (por ejemplo, si la cantidad total de provisión no puede cumplir el consumo durante períodos de alta demanda, o si la provisión de un generador de energía o interconexión falla) conduce a un cambio en la carga en los generadores. Esto da como resultado un cambio de la velocidad de rotación de los generadores giratorios y un cambio correspondiente en la frecuencia de funcionamiento de la red. Por lo tanto, los operadores de la red utilizan la frecuencia de funcionamiento de la red como una medida del equilibrio entre provisión y consumo de energía eléctrica en la red.

La inercia de la red es una medida de la cantidad de energía cinética almacenada en la red de energía eléctrica e influye en la velocidad a la que cambia la frecuencia de funcionamiento de la red en respuesta a un cambio en el equilibrio de provisión de energía y consumo en la red. La inercia de la red depende del número y tipo de ambos generadores y cargas conectados a la red. Por ejemplo, la generación por giro tal como en las centrales eléctricas de combustible nuclear o fósil contribuye generalmente a la inercia de la red, mientras que los métodos de producción de energía renovable como la eólica y la solar generalmente no lo hacen. Adicionalmente, las grandes máquinas de consumo de energía rotativa tales como las usadas en las fábricas generalmente contribuyen a la inercia, mientras que el consumo doméstico típico, tal como las baterías de portátiles de carga, generalmente no lo hace. Debido a la mezcla diferente de generadores y cargas en diferentes áreas de la red de energía eléctrica, diferentes áreas de la red de energía eléctrica pueden tener diferentes valores de inercia. La tasa de cambio de frecuencia de red para un cambio dado en el equilibrio de energía en un área de red con alta inercia es menor que la misma en un área de red con baja inercia.

Dado que la inercia indica cómo una red responde a cambios repentinos en el consumo o la generación, una estimación precisa de la inercia de la red, o una característica de inercia indicativa de la inercia de la red, puede ser útil para los operadores de la red en las estrategias de adaptación para mitigar los efectos de tales cambios repentinos, por ejemplo.

El documento US 2015/207528 A1 describe un método para medir datos de red eléctrica en presencia de ruido usando diferenciales digitales de banda limitada.

## Resumen

Según un primer aspecto de la presente invención, se proporciona un aparato para determinar una característica de inercia de un área síncrona de una red de energía eléctrica, fluyendo la electricidad en la red según una frecuencia de red, en donde el aparato está dispuesto para:

determinar primeros datos que representan una señal que comprende una primera variación, siendo la primera variación una variación en la frecuencia de red durante un período de tiempo, resultando la señal a partir de una segunda variación, siendo la segunda variación una variación en la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red, habiéndose filtrado la señal según un primer filtro que define una primera banda de frecuencia para al menos atenuar frecuencias fuera de la primera banda de frecuencia, caracterizado porque el aparato está dispuesto para:

determinar segundos datos representativos de la proporción de la segunda variación en una segunda banda de frecuencia, siendo la segunda banda de frecuencia sustancialmente la misma que la primera banda de frecuencia;

calcular, tomando como base los primeros datos, una tasa de cambio de frecuencia de red en la primera banda de frecuencia; y

- 5 determinar una característica de inercia de un área síncrona de la red de energía eléctrica tomando como base la tasa de cambio de frecuencia de red calculada a partir de los primeros datos, y los segundos datos.

Según un segundo aspecto de la presente invención, se proporciona un programa informático que comprende instrucciones que cuando se ejecutan por un ordenador, hace que el ordenado realice al menos un método que comprende:

- 10 determinar primeros datos que representan una señal que comprende una primera variación, siendo la primera variación una variación en la frecuencia de red durante un período de tiempo, siendo la señal resultante de una segunda variación, siendo la segunda variación una variación en la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red, habiéndose filtrado la señal según un primer filtro que define una primera banda de frecuencia para al menos atenuar frecuencias fuera de la primera banda de frecuencia,

caracterizado por que el método comprende:

- 20 determinar segundos datos representativos de la proporción de la segunda variación en una segunda banda de frecuencia, siendo la segunda banda de frecuencia sustancialmente la misma que la primera banda de frecuencia;

calcular, tomando como base los primeros datos, una tasa de cambio de frecuencia de red en la primera banda de frecuencia; y

- 25 determinar una característica de inercia de la red de energía eléctrica tomando como base la tasa de cambio de frecuencia de red calculada a partir de los primeros datos, y los segundos datos.

Según un tercer aspecto de la presente invención, se proporciona un método para determinar una característica de inercia de un área síncrona de una red de energía eléctrica, fluyendo la electricidad en la red según una frecuencia de red, comprendiendo el método:

- 30 determinar primeros datos que representan una señal que comprende una primera variación, siendo la primera variación una variación en la frecuencia de red durante un período de tiempo, resultando la señal a partir de una segunda variación, siendo la segunda variación una variación en la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red, habiéndose filtrado la señal según un primer filtro que define una primera banda de frecuencia para al menos atenuar frecuencias fuera de la primera banda de frecuencia, caracterizado por que el método comprende:

determinar segundos datos representativos de la proporción de la segunda variación en una segunda banda de frecuencia, siendo la segunda banda de frecuencia sustancialmente la misma que la primera banda de frecuencia;

- 40 calcular, tomando como base los primeros datos, una tasa de cambio de frecuencia de red en la primera banda de frecuencia; y

- 45 determinar una característica de inercia de la red de energía eléctrica tomando como base la tasa de cambio de frecuencia de red calculada a partir de los primeros datos, y los segundos datos.

Las características y ventajas adicionales de la invención se volverán evidentes de la siguiente descripción de las realizaciones preferidas de la invención, dada sólo a modo de ejemplo, que se hace con referencia a los dibujos acompañantes.

## 50 Breve descripción de los dibujos

Figura 1 ilustra esquemáticamente una red de energía eléctrica a modo de ejemplo;

- 55 Figura 2a ilustra esquemáticamente un gráfico a modo de ejemplo de equilibrio de energía  $\Delta P$  como función de tiempo  $t$ ;

Figura 2b ilustra esquemáticamente un gráfico a modo de ejemplo de frecuencia de red  $f$  como una función de tiempo  $t$  durante el mismo período de tiempo que en la Figura 2a;

- 60 Figura 3 es un diagrama de flujo que ilustra un método a modo de ejemplo para determinar una característica de inercia;

Figura 4 ilustra esquemáticamente un gráfico a modo de ejemplo de característica de inercia  $H$  como una función de frecuencia de variación  $\omega$ ;

- 65 Figura 5 ilustra esquemáticamente un diagrama de áreas locales de ejemplo de una red de energía eléctrica;

Figura 6 ilustra esquemáticamente una disposición a modo de ejemplo de un dispositivo de modulación; y

Figura 7 ilustra esquemáticamente una disposición a modo de ejemplo de un aparato para determinar una característica de inercia.

5

### Descripción detallada

El suministro de electricidad desde proveedores tales como las centrales eléctricas, a los consumidores, tales como los hogares y las empresas, típicamente se realiza a través de una red de distribución de electricidad o una red de energía eléctrica. La Figura 1 muestra una red de energía eléctrica 100 a modo de ejemplo que comprende una red de transmisión 102 y una red de distribución 104.

10

15

La red de transmisión 102 se conecta a los generadores de energía 106, que pueden ser plantas nucleares o plantas de gas, por ejemplo, desde las cuales se transmiten grandes cantidades de energía eléctrica a tensiones muy altas (típicamente del orden de cientos de kV), sobre líneas eléctricas tales como líneas eléctricas aéreas, a la red de distribución 104.

La red de transmisión 102 se une a la red de distribución 104 a través de un transformador 108, que convierte el suministro eléctrico a una tensión más baja (típicamente del orden de 50 kV) para su distribución en la red de distribución 104.

20

25

30

La red de distribución 104 se conecta a través de las subestaciones 110 que comprenden transformadores adicionales para convertir a tensiones aún más bajas para redes locales que proporcionan energía eléctrica a dispositivos consumidores de energía conectados a la red de energía eléctrica 100. Las redes locales pueden incluir redes de consumidores domésticos, tal como una red de ciudad 112, que suministra energía a electrodomésticos dentro de las residencias privadas 113 que consumen una cantidad relativamente pequeña de energía del orden de unos pocos kW. Las residencias privadas 113 también pueden usar los dispositivos fotovoltaicos 115 para proporcionar cantidades relativamente pequeñas de energía para el consumo, ya sea por electrodomésticos en la residencia o para suministrar energía a la red. Las redes locales también pueden incluir instalaciones industriales, tal como una fábrica 114, en la que los aparatos eléctricos más grandes que operan en las instalaciones industriales consumen grandes cantidades de energía del orden de varios kW a MW. Las redes locales también pueden incluir redes de generadores de energía más pequeños, tales como los parques eólicos 116 que proporcionan energía a la red eléctrica.

35

La red de energía eléctrica 100 puede comprender uno o más dispositivos de medición 120 para medir la frecuencia de red, y/o uno o más dispositivos de modulación de energía 118 para modular la provisión y/o consumo de energía eléctrica a y/o desde la red de energía eléctrica 100. Uno o más de los dispositivos de modulación de energía 118 pueden ser una batería de red o una batería doméstica, por ejemplo. Cada dispositivo de modulación 118 puede estar asociado a una unidad de energía 119 (que puede consumir energía desde o proporcionar energía a la red de energía eléctrica 100) o un grupo de unidades de energía 119 y se dispone para modular el flujo de energía hacia y/o desde la unidad de energía 119 o grupo de unidades de energía 119.

40

Aunque, para ser concisos, en la Figura 1 solo se muestra una red de transmisión 102 y una red de distribución 104, en la práctica una red de transmisión típica 102 suministra energía a múltiples redes de distribución 104 y una red de transmisión 102 también puede interconectarse a una o más de otras redes de transmisión 102.

45

La energía eléctrica fluye en la red de energía eléctrica 100 como corriente alterna (CA), que fluye a una frecuencia del sistema, que puede denominarse como una frecuencia de la red (típicamente 50 o 60 Hz, en dependencia del país). La red de energía eléctrica 100 opera a una frecuencia sincronizada de modo que la frecuencia es sustancialmente la misma en cada punto de la red.

50

55

La red de energía eléctrica 100 puede incluir una o más interconexiones de corriente continua (CC) 117 que proporcionan una conexión de CC entre la red de energía eléctrica 100 y otras redes de energía eléctrica. Típicamente, las interconexiones de CC 117 se conectan a la red de transmisión de tensión típicamente alta 102 de la red de energía eléctrica 100. Las interconexiones de CC 117 proporcionan un enlace de CC entre las diversas redes de energía eléctrica, de modo que la red de energía eléctrica 100 define un área que opera a una frecuencia de la red dada, sincronizada, que no se ve afectada por los cambios en la frecuencia de la red de otras redes de energía eléctrica. Por ejemplo, la red de transmisión del Reino Unido se conecta a la red sincrónica de Europa continental a través de interconexiones de CC.

60

La red de energía eléctrica 100 tiene una inercia de red, que es una medida de la cantidad de energía cinética almacenada en la red de energía eléctrica 100 e influye en la velocidad a la que cambia la frecuencia de red en respuesta a un cambio en el equilibrio de provisión y consumo de energía en la red 100. Las diferentes áreas de la red de energía eléctrica 100 pueden tener diferentes mezclas de tipos de generación y consumo, y por lo tanto pueden tener diferentes valores de inercia local.

65

La Figura 2a ilustra esquemáticamente un gráfico hipotético del equilibrio de provisión y consumo de energía eléctrica  $\Delta P(t)$  a la red de energía eléctrica 100 durante un período de tiempo  $t_1$  a  $t_3$ . La Figura 2b ilustra esquemáticamente un gráfico hipotético de la frecuencia de red  $f$  de la red 100 entre tiempos  $t_1$  a  $t_3$  en respuesta al cambio de equilibrio de energía ilustrado en la Figura 2a.

Con referencia a las Figuras 2a y 2b, entre  $t_1$  y  $t_2$ , la energía eléctrica proporcionada a la red 100 es igual a la energía eléctrica consumida desde la red 100, y por lo tanto  $\Delta P(t)$  es cero. Como resultado, la frecuencia de red  $f$  permanece constante en la frecuencia de red nominal  $f_0$ . Sin embargo, en  $t_2$   $\Delta P$  reduce a  $\Delta P(t=[t_2, t_3])$ , lo que indica que se consume más energía eléctrica desde la red de la que se proporciona. Esto puede provocarse, por ejemplo, por una disminución en la provisión, por ejemplo, debido a un fallo de la interconexión 117 por una cantidad  $\Delta P$ . El cambio en  $\Delta P(t)$  provoca una reducción correspondiente en la frecuencia de red  $f$ . Entre  $t_2$  y  $t_3$ ,  $\Delta P(t)$  permanece constante en su valor reducido. Como resultado, la frecuencia de red  $f$  se asienta en un valor nuevo, inferior, donde puede permanecer hasta que cambie de nuevo el equilibrio de energía APP.

Una estimación de una característica de inercia  $H$  de la red de energía eléctrica 100 puede derivarse de la magnitud del cambio de equilibrio de energía  $\Delta P(t=[t_2, t_3])$  y la tasa de cambio de la frecuencia  $\partial f/\partial t$  usando la siguiente ecuación (también denominada ecuación de oscilación *swing equation*):

$$H = \frac{\Delta P(t=[t_2, t_3]) \cdot f_0}{2 \cdot \frac{\partial f}{\partial t}} \quad (1)$$

donde  $f_0$  es la frecuencia de red nominal.

En uso, la magnitud de todo el cambio de equilibrio de energía  $\Delta P(t=[t_2, t_3])$ , la ecuación (1) supone que el cambio en el equilibrio de provisión y consumo de energía eléctrica a la red de energía eléctrica 100 se produce instantáneamente e infinitamente rápido, es decir, el cambio de equilibrio de energía  $\Delta P(t)$  es una función escalonada.

Sin embargo, la estimación de la característica de inercia  $H$  que usa la ecuación (1) puede ser inexacta. Esto se debe a que una función escalonada comprende una serie de Fourier de señales de onda sinusoidal oscilatoria a diferentes frecuencias  $\omega$ . De hecho, una función escalonada ideal (es decir, una que implica un cambio instantáneo, como se supone en la ecuación (1)) comprende una serie infinita de tales señales de onda sinusoidal, cuyo componente de frecuencia más alto tiene una frecuencia infinita  $\omega$ . Suponiendo que el cambio de equilibrio de energía sea una función escalonada, por lo tanto, la ecuación (1) también se basa en la suposición de que la señal que comprende la variación en la frecuencia de red  $f$  usada para calcular la tasa de cambio de frecuencia  $\partial f/\partial t$  comprende un número infinito de frecuencias  $\omega$  correspondiente. Sin embargo, los inventores han apreciado que, en la práctica, la señal que comprende la variación en la frecuencia de red  $f$  usada para calcular la tasa de cambio de frecuencia de la frecuencia  $\partial f/\partial t$  puede no incluir un número infinito de frecuencias  $\omega$ .

Por ejemplo, en la práctica, una medición de la frecuencia de red  $f$  implica un muestreo de la tensión (o corriente) alterna en un punto en la red 100 durante un periodo de tiempo, por ejemplo, usando un dispositivo de medición 120, tal como una unidad de medición de fasorial (PMU). En la práctica, los dispositivos de medición 120 tienen una frecuencia de muestreo limitada y, por lo tanto, la frecuencia más alta  $\omega$  observable en la señal de frecuencia de red medida también está limitada. Por ejemplo, si un dispositivo de medición 120 muestrea la frecuencia la red  $f$  a 50 muestras por segundo, entonces debido al teorema de muestreo Nyquist, la frecuencia de variación máxima  $\omega$  en la frecuencia de red  $f$  observable por el dispositivo de medición es de 25 Hz. En este ejemplo, el dispositivo de medición 120 por lo tanto en efecto aplica un filtro de paso bajo que elimina las frecuencias de variación  $\omega$  por encima de 25 Hz.

Como otro ejemplo, en la práctica, el ruido puede eliminarse de la señal de frecuencia de red para facilitar la determinación de la tasa de cambio de la frecuencia de red  $\partial f/\partial t$ . Esto puede lograrse, por ejemplo, utilizando un filtro de paso bajo de 5 Hz que atenúa las frecuencias de variación  $\omega$  por encima de 5 Hz.

Los inventores han apreciado que, en la práctica, por lo tanto, la señal que comprende la variación en la frecuencia de red  $f$  (también denominada en la presente memoria como señal de frecuencia de red) utilizada para calcular la tasa de cambio de frecuencia  $\partial f/\partial t$  no incluye todas las frecuencias de variación  $\omega$  en la frecuencia de red  $f$ , y, por lo tanto, no es una representación precisa de la variación en la frecuencia de red  $f$  debido al cambio total en el equilibrio de energía  $\Delta P$ . En otras palabras, la señal de frecuencia de red observada realmente se debe solo a una proporción del cambio de equilibrio de energía, en lugar del cambio de equilibrio de energía total  $\Delta P$  como se usa en la ecuación (1).

Los inventores han apreciado que, para obtener una característica de inercia precisa  $H$ , el cambio de equilibrio de energía usado en la ecuación (1) debería ser la proporción del cambio de equilibrio de energía en una banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  sustancialmente igual que la banda de frecuencia  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}]$  de la señal de frecuencia de red  $f$  utilizada. En otras palabras, la ecuación de oscilación (1) puede reformularse como:

$$H = \frac{\Delta P(t)[\omega_{p1}, \omega_{p2}] \cdot f_0}{2 \cdot \frac{\partial f[\omega_{f1}, \omega_{f2}]}{\partial t}} \quad (2)$$

donde  $\omega_{p1}$  y  $\omega_{p2}$  son los puntos finales de la banda de frecuencia de cambio de energía, y  $\omega_{r1}$  y  $\omega_{r2}$  son los puntos finales de la banda de frecuencias de señal de frecuencia de red.

Se apreciará que el valor más preciso de la característica de inercia  $H$  puede obtenerse mediante el ajuste  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  igual a  $[\omega_{r1}, \omega_{r2}]$ , pero que estas bandas de frecuencia no necesitan ser exactamente iguales para obtener sin embargo una mejora en la precisión de la característica de inercia determinada  $H$ .

La Figura 3 ilustra esquemáticamente un diagrama de flujo 300 que representa un método para determinar una característica de inercia  $H$  de un área síncrona de una red de energía eléctrica 100, fluyendo la electricidad en la red según una frecuencia de red  $f$ , según una realización a modo de ejemplo de la presente invención.

El método comprende, en la etapa 302, determinar los primeros datos. Los primeros datos representan una señal que comprende una primera variación en la frecuencia de red  $f$  durante un período de tiempo. Por ejemplo, los primeros datos pueden ser valores que representan la señal de frecuencia de red en varios puntos de muestra tomados durante un período de tiempo, por ejemplo, entre  $t_2$  y  $t_3$  en la Figura 2b. La señal que comprende la primera variación resulta de una segunda variación en la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red 100. Por ejemplo, la variación en la frecuencia de red/desde  $t_2$  en la Figura 2b puede resultar del cambio de equilibrio de energía en  $t_2$  en la Figura 2a. La señal de frecuencia de red que los primeros datos representan se ha filtrado según un primer filtro que define una primera banda de frecuencia  $[\omega_{r1}, \omega_{r2}]$  para al menos atenuar frecuencias  $\omega$  fuera de la primera banda de frecuencia  $[\omega_{r1}, \omega_{r2}]$ . Por ejemplo, el primer filtro puede ser un filtro de paso bajo aplicado a la señal de frecuencia de red por el dispositivo de medición 120 debido a la tasa de muestreo limitada (por ejemplo, 50 muestras por segundo) del dispositivo de medición 120. En este caso, la banda de frecuencia  $[\omega_{r1}, \omega_{r2}]$  definida por el primer filtro puede ser, por ejemplo,  $[0, 25]$  Hz (es decir, 0 - 25 Hz), donde las frecuencias fuera de esta banda están al menos atenuadas. Debe entenderse que, aunque el término “atenuar” (es decir, reducir en algún grado) se usa en el presente documento, en algunas realizaciones las frecuencias pueden eliminarse en su lugar (es decir, se eliminan completamente). En consecuencia, el término “al menos atenuar” como se usa en la presente memoria incluye “atenuar” y “eliminar”.

El método comprende, en la etapa 304, determinar segundos datos. Los segundos datos son representativos de la segunda variación (es decir, la variación en la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red 100) en una segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  sustancialmente igual que la primera banda de frecuencia  $[\omega_{r1}, \omega_{r2}]$ . Por ejemplo, los segundos datos pueden ser valores que representan el cambio de equilibrio de energía como se ilustra en la Figura 2a en la banda de frecuencia 0-25 Hz. Por ejemplo, si un interconector del Reino Unido-Francia de 1000 MW dispara, el equilibrio de energía  $\Delta P$  resultante de este evento como función de tiempo puede representarse mediante una función escalonada como:  $\Delta P(t = t_1 \dots t_N) = [0, 0, 0, \dots, 0, -1000, -1000, -1000, \dots]$ . El equilibrio de energía  $\Delta P$  en la segunda banda de frecuencia como función de tiempo puede representarse entonces como:  $\Delta P(t = t_1 \dots t_N)[\omega_{p1}, \omega_{p2}] = [0, 0, 0, \dots, 0, -600, -900, -1000, \dots]$ , por ejemplo.

El método comprende, en la etapa 306, determinar una característica de inercia  $H$  de la red de energía eléctrica 100 basándose en los primeros datos y los segundos datos. Por ejemplo, la característica de inercia  $H$  puede determinarse directamente usando la ecuación (2). Esto puede lograrse de varias maneras diferentes.

En un primer ejemplo, una tasa de cambio de la frecuencia de red en la primera banda de frecuencia  $\partial f[\omega_{r1}, \omega_{r2}] / \partial t_n$  para un punto de muestra  $n$  se calcula tomando la diferencia en la frecuencia de red desde el punto de muestra  $n$  a un punto de muestra posterior  $n+1$ , como se representa por los primeros datos, y dividiendo esta diferencia por el período de tiempo entre los puntos de muestreo  $n$  y  $n+1$ . Esto se repite para cada  $n = [0, \dots, N-1]$ , donde  $N$  es el número total de la matriz de muestras. A continuación, se toma un promedio sobre las tasas de cambio de frecuencia de red determinadas en la primera banda de frecuencia  $\partial f[\omega_{r1}, \omega_{r2}] / \partial t_n$  para cada punto de muestra  $n$ , es decir, sobre el número total de la matriz de muestras  $N$ . Como alternativa, el promedio puede tomarse sobre un subconjunto o número mínimo de las tasas de cambio de frecuencia de red determinadas en la primera banda de frecuencias  $\partial f[\omega_{r1}, \omega_{r2}] / \partial t_n$ . Por ejemplo, el subconjunto puede incluir dos puntos de muestra, por ejemplo. En cualquier caso, el promedio determinado puede usarse entonces como la tasa de cambio de la frecuencia de red en la primera banda de frecuencias  $\partial f[\omega_{r1}, \omega_{r2}] / \partial t$  en la ecuación (2). De manera similar, el cambio de equilibrio de energía en la segunda banda de frecuencia  $\Delta P(t)[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  de la ecuación (2) se calcula tomando un promedio de las diferencias entre el equilibrio de energía en la segunda banda de frecuencia en puntos de muestreo consecutivos  $n$  y  $n+1$  para cada  $n = [0 \dots N-1]$ , o el subconjunto de aquellos puntos de muestreo, como se representa por los segundos datos. La tasa de cambio calculada de la frecuencia de red en la primera banda de frecuencia  $\partial f[\omega_{r1}, \omega_{r2}] / \partial t$  y el cambio de equilibrio de energía calculado en la segunda banda de frecuencia  $\Delta P(t)[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  se sustituyen en la ecuación (2), junto con la frecuencia de la red nominal  $f_0$  (p. ej., 50 Hz para el Reino Unido), y una característica de inercia  $H$  determinada en consecuencia.

En un segundo ejemplo, una tasa de cambio de la frecuencia de red en la primera banda de frecuencia  $\partial f[\omega_{r1}, \omega_{r2}] / \partial t$  para un punto de muestra  $n$  se calcula tomando la diferencia en la frecuencia de red desde el punto de muestra  $n$  a un punto de muestra posterior  $n+1$ , como se representa por los primeros datos, y dividiendo esta diferencia por el período de tiempo entre los puntos de muestreo  $n$  y  $n+1$ . De manera similar, un cambio en el equilibrio de energía en la segunda banda de frecuencia  $\Delta P(t)[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  para el punto de muestra  $n$  se calcula tomando la diferencia en el equilibrio de energía desde el punto de muestra  $n$  al punto de muestra posterior  $n+1$ , como se representa por los segundos datos. Estos valores se sustituyen en la ecuación (2) para devolver una característica de inercia  $H_n$  para el período de tiempo particular entre los

puntos de muestreo  $n$  y  $n+1$ . Este procedimiento puede repetirse entonces para un conjunto de puntos de muestreo que se ejecutan durante el período de tiempo deseado, por ejemplo, sobre cada uno de  $n = [0 \dots N-1]$ , o un subconjunto de aquellos puntos de muestreo, para producir un conjunto correspondiente de características de inercia  $H_n$  cada uno para períodos de tiempo respectivos entre un punto de muestra  $n$  y un punto posterior de la muestra  $n+1$ . La característica de inercia  $H$  puede determinarse entonces tomando un promedio sobre el conjunto determinado de características de inercia  $H_n$ . El promedio puede ser, por ejemplo, la media o la mediana, y/o puede ser un promedio ponderado.

La determinación de la característica de inercia  $H$  basada en los segundos datos representativos de la segunda variación en una segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  sustancialmente igual que la primera banda de frecuencia  $[\omega_{r1}, \omega_{r2}]$ , permite que el cambio de equilibrio de energía realmente contribuya a la respuesta de frecuencia observada a tener en cuenta en la determinación de la característica de inercia  $H$ , y por lo tanto permite determinar una característica de inercia  $H$  más precisa.

El método descrito anteriormente puede implementarse de varias maneras diferentes.

Por ejemplo, el método puede comprender determinar los primeros datos extrayendo los primeros datos de un registro de datos, por ejemplo, desde un almacén de datos que almacena datos históricos de frecuencia de rejilla medida  $f$ . Este almacén de datos puede ser, por ejemplo, un almacén de datos del dispositivo de medición 120, o de un aparato que comprende un dispositivo de medición 120 (tal como el aparato 600 descrito a continuación con referencia a la figura 7) o un almacén de datos de un servidor remoto (no mostrado), por ejemplo. En este caso, dado que la frecuencia de red  $f$  se habrá medido utilizando un dispositivo de medición de ancho de banda finito, los primeros datos ya son representativos de una señal que se ha filtrado según un primer filtro. El filtrado puede aplicarse a los datos extraídos, por ejemplo, un filtro de paso bajo que tiene un corte de 3 dB a 5 Hz, para eliminar el ruido, como se describió anteriormente.

En otros ejemplos, el método puede comprender medir la señal que comprende la primera variación, por ejemplo, usando el dispositivo de medición 120. En este caso, los primeros datos pueden determinarse sustancialmente en tiempo real directamente desde la medición de la señal de frecuencia de red. En este caso, el método puede comprender aplicar, a la señal, el primer filtro que define la primera banda de frecuencia.

En algunos ejemplos, el método puede comprender aplicar a la señal una pluralidad de filtros que definen cada uno una banda respectiva para al menos atenuar frecuencias fuera de la banda respectiva. En este caso, el primer filtro es representativo de la combinación de la pluralidad de filtros. Se apreciará que, en este caso, para que la segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  permanezca sustancialmente igual que la primera banda de frecuencia  $[\omega_{r1}, \omega_{r2}]$ , un segundo filtro o filtros similares pueden aplicarse al cambio de equilibrio de energía.

Por ejemplo, puede aplicarse un filtro de paso bajo para atenuar el ruido de la señal de frecuencia de red. Esto puede ayudar a determinar una tasa de cambio precisa de la frecuencia de red  $\partial f/\partial t$  que resulta de las influencias aparte del ruido. Esto puede lograrse, por ejemplo, aplicando un filtro de paso bajo de 5 Hz que atenúa las frecuencias de variación  $\omega$  por encima de 5 Hz.

Como otro ejemplo, puede aplicarse un filtro de paso bajo para atenuar componentes de frecuencia de alta variación para obtener una determinación más precisa de la característica de inercia total  $H_{tot}$  asociado con el área síncrona total de la red de energía eléctrica 100. Esto se debe a que los componentes de frecuencia más baja del cambio de equilibrio de energía se propagan de manera más uniforme a través de la red de energía eléctrica que los componentes de frecuencia más alta. La atenuación de los componentes de alta frecuencia atenúa por lo tanto influencias locales, tales como la mezcla particular de generación en la ubicación particular de la medición de la frecuencia de red  $f$ , del cálculo característica de inercia  $H$  y, por lo tanto, proporciona una determinación más precisa de la característica de inercia total  $H_{tot}$ . Esto puede lograrse, por ejemplo, aplicando un filtro de paso bajo de 1 Hz que atenúa las frecuencias de variación  $\omega$  por encima de 1 Hz.

Como otro ejemplo, puede aplicarse un filtro de paso alto para atenuar componentes de frecuencia de baja variación. Dicho filtro puede aplicarse para obtener una determinación más precisa de la característica de inercia  $H$  porque las frecuencias de variación particularmente bajas pueden no ser particularmente representativas del cambio en la frecuencia de red debido al cambio de equilibrio de energía. Tal filtro de paso alto puede aplicarse alternativamente o adicionalmente con el fin de atenuar frecuencias de variación muy bajas (por ejemplo, alrededor de 0,1 Hz) que de otro modo distorsionarían una transformada de Fourier de la frecuencia de red o cambio de equilibrio de energía, que como se describe a continuación puede ser útil para determinar una característica de inercia. Esto puede lograrse, por ejemplo, aplicando un filtro de paso bajo de 0,1 Hz que atenúa las frecuencias de variación  $\omega$  por debajo de 0,1 Hz. Puede aplicarse un paso alto o un filtro de paso de banda para eliminar un valor medio (es decir, desplazamiento de CC, componente de CC, polarización de CC, coeficiente de CC) de la señal de frecuencia de red y/o el cambio de equilibrio de energía.

Se apreciará que en casos en los que tanto un filtro de paso alto como un filtro de paso bajo se aplican a la señal de frecuencia de red y/o el cambio de equilibrio de energía, su combinación puede efectuar un filtro de paso de banda, o alternativamente, un filtro de paso de banda puede usarse en su lugar. Por ejemplo, puede usarse un filtro de paso de banda a 0,5 Hz-1,0 Hz que atenúa frecuencias de variación por debajo de 0,5 Hz y frecuencias de variación por encima de 1,0 Hz. De hecho, se apreciará que el primer filtro puede tener cualquier perfil de filtro, por ejemplo, definiendo una o más bandas de paso y/o una o más bandas de parada, incluyendo atenuación y/o

amplificación, según sea necesario. Además, se apreciará que la señal de frecuencia de red puede determinarse en una o más bandas de frecuencia secuencialmente o simultáneamente.

En algunos ejemplos, los segundos datos pueden determinarse extrayendo los segundos datos de un registro, por ejemplo, de un almacén de datos que almacena datos históricos del cambio de equilibrio de energía en la segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$ . En otros ejemplos, la segunda variación en la segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  puede inferirse o reconstruirse a partir de un cambio de equilibrio de energía conocido, o medirse directamente de una o más unidades de energía 119 que proporcionan y/o consumen energía eléctrica desde la red de energía eléctrica.

En algunos ejemplos, como se mencionó anteriormente, los segundos datos pueden determinarse aplicando un segundo filtro que define la segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  a la segunda variación para al menos atenuar frecuencias fuera de la segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$ . La segunda variación a la que puede aplicarse el segundo filtro puede, por ejemplo, extraerse de un almacén de datos que almacena datos históricos de cambio de equilibrio de energía, o deducirse o reconstruirse a partir de un cambio de equilibrio de energía conocido, o medirse directamente de una o más unidades de energía 119 que proporcionan y/o consumen energía eléctrica desde la red de energía eléctrica, por ejemplo. En cuanto al primer filtro, el segundo filtro puede ser representativo de una combinación de una pluralidad de filtros, y puede comprender uno o más filtros de paso alto, paso bajo y/o paso de banda y/o uno o más filtros que tienen cualquier perfil de filtro, incluyendo atenuación y/o amplificación, según sea necesario. De manera similar, se apreciará que la variación de equilibrio de energía puede determinarse en una o más bandas de frecuencia secuencialmente o simultáneamente.

El primer filtro y/o el segundo filtro pueden comprender uno y/o ambos de un filtro digital y un filtro analógico. Por ejemplo, una señal analógica puede filtrarse usando un filtro analógico tal como un circuito de filtro de resistencia-condensador (RC). Como otro ejemplo, una señal analógica puede convertirse en una señal digital y luego filtrarse digitalmente, o una señal digital puede filtrarse digitalmente. El filtro digital puede aplicarse en el dominio del tiempo y/o en el dominio de la frecuencia (véase también a continuación).

En algunos ejemplos, la primera banda de frecuencia  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}]$  y la segunda banda  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  de frecuencia puede preestablecerse. Por ejemplo, la tasa de muestreo de un dispositivo de medición de frecuencia de red 120 puede preestablecerse a 50 muestras por segundo, y por lo tanto, la primera banda de frecuencia puede preestablecerse a 0-25 Hz y, en consecuencia, la segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  puede preestablecerse para que sea sustancialmente igual, por ejemplo, a 0-25 Hz.

En algunos ejemplos, la primera banda de frecuencia  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}]$  y la segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  puede modificarse o establecerse según se requiera. En algunos ejemplos, el método puede comprender determinar una de la primera banda de frecuencia  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}]$  y la segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$ , y establecer la otra de la primera banda de frecuencia  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}]$  y la segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  basándose en la determinada de la primera banda de frecuencia  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}]$  y la segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$ . Por ejemplo, puede determinarse que la primera banda de frecuencia  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}]$  sea una banda de paso a 0,5 Hz a 1,0 Hz. Esto puede lograrse determinando el primer filtro que se ha aplicado e infiriendo o determinando la primera banda de frecuencia  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}]$  que define el primer filtro, por ejemplo, accediendo a una tabla de consulta que almacena identificadores de filtro en asociación con bandas de frecuencia que definen los respectivos filtros. La segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  puede establecerse basándose en la primera banda de frecuencia  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}]$ , es decir, establecer que sea sustancialmente igual que la primera banda de frecuencia determinada  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}]$ . Por ejemplo, el segundo filtro aplicado al cambio de equilibrio de energía puede establecerse o elegirse para definir la segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  para ser sustancialmente la misma que la primera banda de frecuencia determinada  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}]$ . Se apreciará que lo anterior se aplica igualmente en los casos en los que el primer filtro define una pluralidad de bandas de frecuencia, y/o la variación de equilibrio de energía se determina en una pluralidad de bandas de frecuencias.

En algunos ejemplos, el método comprende transformar una o ambas de la primera variación y la segunda variación en un dominio de frecuencia. Esto puede lograrse, por ejemplo, aplicando una transformada de Fourier a la señal de frecuencia de red y/o el cambio de equilibrio de energía o una porción de la misma

Por ejemplo, el filtrado de una señal digital en una banda de frecuencia particular en el dominio de frecuencia puede comprender atenuar y/o eliminar los componentes de frecuencia fuera de la banda de frecuencia deseada. A continuación se puede aplicar una transformada de Fourier inversa a la señal en el dominio de la frecuencia para devolver una representación de la señal en el dominio del tiempo, pero con componentes de frecuencia fuera de la banda de frecuencia deseada atenuada. Por consiguiente, el primer filtro y/o el segundo filtro mencionados anteriormente pueden comprender una transformada en un dominio de frecuencia.

Como otro ejemplo, puede usarse una transformada de Fourier para determinar la variación de la frecuencia de red y/o la variación de equilibrio de energía en una o más frecuencias de variación específicas  $\omega$ . Por ejemplo, se aplica una transformada de Fourier a la variación en el dominio de tiempo para devolver la variación en el dominio de la frecuencia. Puede aplicarse una transformada de Fourier inversa a un componente de frecuencia específico con frecuencia de variación  $\omega$  para devolver la señal de dominio de tiempo del componente de frecuencia correspondiente. Este componente de frecuencia puede usarse entonces en la ecuación (2), pero con las bandas de frecuencia  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}]$  y  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  reducidas a una sola frecuencia  $\omega$ . Esto puede ser particularmente adecuado, por ejemplo, cuando la variación de equilibrio de energía es periódica, ya que los componentes de frecuencia del cambio de equilibrio de energía y la señal

de frecuencia de red en este caso existirán en valores discretos de frecuencia de variación  $\omega$ . Se apreciará que una banda de frecuencia puede ser una frecuencia única, por ejemplo  $[\omega_{r1}, \omega_{r2}] = \omega$  cuando  $\omega_{r1} = \omega_{r2} = \omega$ .

Como otro ejemplo, como alternativa para resolver la ecuación (2) en el dominio del tiempo, la ecuación (1) puede resolverse en el dominio de la frecuencia. Por ejemplo, la toma de la transformada de Fourier de la ecuación (1) devuelve:

$$H = \frac{\widehat{\Delta P}(\omega) \cdot f_0}{2 \cdot i \omega \hat{f}(\omega)} \quad (3)$$

donde  $i = \sqrt{-1}$ ,  $\widehat{\Delta P}(\omega)$  es el valor de la transformada de Fourier del cambio de equilibrio de energía en la frecuencia de variación  $\omega$ , y  $\hat{f}(\omega)$  es el valor de la transformada de Fourier de la señal de frecuencia de red en frecuencia de variación  $\omega$ .

En este caso, la determinación de los primeros datos en la etapa 302 de la Figura 3 puede comprender determinar  $\hat{f}(\omega)$ , determinar los segundos datos en la etapa 304 de la Figura 3 puede comprender determinar  $\widehat{\Delta P}(\omega)$ , y determinar la característica de inercia en la etapa 306 de la Figura 3 puede comprender resolver la ecuación (3) para  $H$ .

Se apreciará que en los ejemplos anteriores se puede aplicar uno o más filtros al cambio de equilibrio de energía y/o a la señal de frecuencia de red antes de tomar una transformada de Fourier. Por ejemplo, puede ser particularmente útil aplicar un filtro de paso alto para atenuar componentes de muy baja frecuencia (por ejemplo, alrededor o por debajo de 0,1 Hz) que podrían distorsionar la transformada de Fourier, o para eliminar un componente de CC.

Como se ha mencionado anteriormente, las frecuencias de variación más bajas  $\omega$  propagan más uniformemente a través de la red que las frecuencias de variación más altas  $\omega$  que son más sensibles a las influencias locales. Los inventores han apreciado que el uso de frecuencias de variación más altas  $\omega$  dará como resultado una determinación de la característica de inercia  $H_k$  más asociada con un área local  $k$  de la red, mientras que el uso de frecuencias de variación más bajas  $\omega$  dará como resultado una característica de inercia de determinación  $H_{tot}$  más asociada con la red total.

Por consiguiente, para determinar las características de inercia locales  $H_k$ , el método anterior puede realizarse teniendo la primera banda de frecuencia (y, por consiguiente, la segunda banda de frecuencia) a frecuencias de variación relativamente altas, por ejemplo, a 4-5 Hz. Diferentes características de inercia local  $H_k$  de diferentes áreas locales  $k$  pueden determinarse entonces repitiendo el método que usa señales de frecuencia de red medidas en diferentes ubicaciones  $k$  en la red.

Para determinar una característica de inercia total  $H_{tot}$ , el método anterior puede realizarse teniendo la primera banda de frecuencia (y, por consiguiente, la segunda banda de frecuencia) a frecuencias de variación relativamente bajas, por ejemplo, a 0,5-1 Hz. En este caso, la característica de inercia total  $H_{tot}$  medida en una ubicación de red puede ser igual o similar a la medida en otra ubicación de la red al mismo tiempo.

Sin embargo, en algunos casos específicos puede haber dificultades para determinar una característica de inercia basada en la variación de equilibrio de energía y la variación de la frecuencia de red en bandas de baja frecuencia. Por ejemplo, cuando una pequeña carga provoca el cambio de equilibrio de energía, la proporción del cambio de equilibrio de energía en bandas de baja frecuencia puede ser relativamente baja. Esto puede resultar en dificultades para detectar la señal de frecuencia de red resultante en bandas de baja frecuencia por encima del ruido. Por ejemplo, un desequilibrio de energía de fondo en la red ocurre típicamente a frecuencias bajas, y puede ser difícil detectar una variación en la frecuencia de red debido a un evento de cambio de equilibrio de energía específico por encima de este fondo. De manera similar, por ejemplo, en casos en los que el cambio de equilibrio de energía es periódico, los componentes de frecuencia del cambio de equilibrio de energía y la señal de frecuencia de red pueden existir en valores discretos, en este puede ser que ninguno de estos sea a baja frecuencia. Por el contrario, puede haber dificultades para determinar una característica de inercia basada en el cambio de equilibrio de energía y la señal de frecuencia de red en bandas de alta frecuencia, por ejemplo, si la variación de equilibrio de energía no contiene componentes de alta frecuencia, por ejemplo.

Sin embargo, los inventores han apreciado que la señal de frecuencia de red y el cambio de equilibrio de energía no necesitan determinarse necesariamente en una banda de baja frecuencia (o banda de alta frecuencia) para determinar una característica de inercia total  $H_{tot}$  (o una característica de inercia local  $H_k$ ). En cambio, una pluralidad de primeras características de inercia  $H_\omega$  para cada una de las frecuencias de variación diferentes respectivas  $\omega$  puede determinarse. Estas primeras características de inercia pueden usarse entonces para extrapolar una primera característica de inercia  $H_\omega$  a una frecuencia de variación baja (alta)  $\omega$ , cuya característica de inercia será representativa de la característica de inercia de sistema total  $H_{tot}$  asociada con el área síncrona total de la red de energía eléctrica 100 (característica de inercia local  $H_k$  asociada con el área local de la red 100 en la que se mide la frecuencia de red, por ejemplo).

La pluralidad de primeras características de inercia  $H_\omega$  a diferentes frecuencias de variación  $\omega$  se puede determinar, por ejemplo, utilizando la ecuación (2) o la ecuación (3) como se ha descrito anteriormente para diferentes frecuencias de variación  $\omega$ , y/o diferentes bandas de frecuencias  $[\omega_{r1}, \omega_{r2}]$  y  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  según corresponda.

La frecuencia de variación  $\omega$  o banda de frecuencia  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}], [\omega_{p1}, \omega_{p2}]$  usada puede ajustarse a diferentes valores de varias maneras diferentes. Por ejemplo, el primer filtro (y, por consiguiente, el segundo filtro) puede ajustarse o modificarse para alterar la primera banda de frecuencia  $[\omega_{f1}, \omega_{f2}]$  (y, por consiguiente, la segunda banda de frecuencia  $[\omega_{p1}, \omega_{p2}]$ ) definidas de este modo. Como otro ejemplo, las transformadas de Fourier  $f(\omega)$  y  $\Delta P(\omega)$  de la ecuación (3) pueden evaluarse simplemente en diferentes frecuencias de variación  $\omega$ . En otro ejemplo, alterar la frecuencia de variación  $\omega$  puede comprender controlar el cambio en la provisión y/o consumo de energía eléctrica a la red para comprender diferentes componentes de frecuencia (como se describe con más detalle a continuación).

La Figura 4 ilustra esquemáticamente un gráfico de la primera característica de inercia  $H_\omega$  (cuadrados negros) determinados para diferentes frecuencias de variación  $\omega$ . El gráfico de la Figura 4 está determinado para las primeras características de inercia  $H_\omega$  en un área local  $k$  de la red 100 que, por ejemplo, tiene una mayor proporción de generación por giro que la red 100 tomada en su conjunto. Como resultado, la característica de inercia  $H_\omega$  determinada para frecuencias de alta variación  $\omega$  puede ser superior a la determinada para frecuencias de baja variación  $\omega$ . Una función (línea de rayas y puntos) que describe la variación de  $H_\omega$  como una función de  $\omega$  se ajusta a las primeras características de inercia determinadas  $H_\omega$  (o a una parte de la primera característica de inercia  $H_\omega$ ), por ejemplo, usando una técnica de ajuste de mínimos cuadrados o similar. Por ejemplo, la función puede ser de la forma de una constante  $A$  más una función exponencial de la frecuencia de variación  $\omega$  parametrizada por las constantes  $c$  y  $C$ , es decir,  $A + C \cdot \exp(c \cdot \omega)$ . El ajuste puede comprender determinar valores para  $A$ ,  $C$  y  $c$  que minimiza la diferencia entre la función de ajuste y las primeras características de inercia  $H_\omega$  determinadas. La función ajustada puede usarse entonces para extrapolar la característica de inercia  $H_m$  a una frecuencia de variación baja, por ejemplo, en la frecuencia de banda de sistema  $\omega_B$  de la red de energía eléctrica 100, que puede ser representativa de la característica de inercia total  $H_{tot}$  asociada con el área sincrónica total de la red de energía eléctrica 100. Alternativa o adicionalmente, la función ajustada puede usarse para extrapolar la característica de inercia  $H_\omega$  a frecuencia de variación alta  $\omega_h$ , que puede ser representativa de la característica de inercia local  $H_k$  asociada con el área local  $k$  en la que la frecuencia de la red  $f$  se midió, por ejemplo.

En algunos casos, la señal de frecuencia de red en una ubicación particular  $k$ , resultante de un cambio de equilibrio de energía dado no depende puramente ni de la inercia del área local de la red ni de la inercia total de la red, sino también de otras influencias. En estos casos, la característica de inercia  $H$  determinada en las ecuaciones (1) a (3) anteriores, por ejemplo, no es puramente indicativa de (dependiendo) de la inercia de la red, pero también pueden depender de otras influencias. Por ejemplo, aparte de la inercia de red, la característica de inercia  $H$  puede depender del flujo de energía entre el área local  $k$  y una o más áreas vecinas (representadas por un término de transmisión  $T$ ), así como la respuesta de los sistemas activos en el área local  $k$  de la red 100 al cambio en la frecuencia de la red  $f$ , por ejemplo, sistemas activos que pueden apagarse automáticamente si la frecuencia de red cae por debajo de un cierto valor, (representado por el término de respuesta  $R$ ), y la potencia de fondo de otras fuentes no identificadas que actúa como ruido (representado por el término de ruido  $N$ ). Cada uno de estos términos puede contribuir al equilibrio en la provisión de energía eléctrica y el consumo de energía eléctrica desde la red de energía eléctrica y, por lo tanto, cada uno puede contribuir al cambio de equilibrio de energía que provoca la variación en la frecuencia de red  $f$ . Estas otras contribuciones pueden tenerse en cuenta explícitamente en una ecuación de oscilación modificada:

$$\frac{2H}{f_0} \cdot \frac{df}{dt} = \Delta P - R + T + N \quad (4)$$

El término de ruido  $N$  es en algunos casos relativamente pequeño en comparación con el cambio de equilibrio de energía. Alternativa o adicionalmente, dado que el término de ruido  $N$  generalmente comprende componentes de alta y/o baja frecuencia, el término de ruido se vuelve pequeño cuando la variación de la frecuencia de red, el término de respuesta, el término de transmisión y el cambio de equilibrio de energía se determinan en bandas de frecuencia que no incluyen componentes de alta y/o baja frecuencia, como se describió anteriormente.

El término de respuesta  $R$  se vuelve pequeño cuando se consideran períodos de tiempo relativamente cortos después del cambio de equilibrio de energía inicial, en el que los sistemas de respuesta activa de marco de tiempo no han tenido tiempo suficiente para reaccionar. Alternativa o adicionalmente, el término de respuesta  $R$  se vuelve pequeño cuando se consideran cambios de equilibrio de energía relativamente pequeños que dan como resultado cambios relativamente pequeños en la frecuencia de red que, por lo tanto, no son detectados por sistemas de respuesta activa. El uso de pequeños cambios de equilibrio de energía puede aumentar la contribución relativa del término de ruido  $N$ , sin embargo, esto puede mitigarse, por ejemplo, repitiendo el cambio de equilibrio de energía un número de veces y promediando las características de inercia resultantes (debido a la naturaleza aleatoria del ruido).

El término de transmisión  $T$  se vuelve pequeño en frecuencias de variación bajas a medida que el efecto de transferencia de potencia sobre la tasa de cambio de frecuencia de red es relativamente pequeño a bajas frecuencias en comparación con el efecto de la inercia de la red. Sin embargo, a frecuencias de variación relativamente altas, el término de transmisión no es necesariamente pequeño y, por lo tanto, la característica de inercia  $H$  determinada para bandas de frecuencia de variación relativamente altas es representativa de la inercia de la red y el término de transmisión  $T$ .

Puede ser útil tener una medida de inercia, por ejemplo, la inercia en un área local de la red, que no incluye el término de transmisión  $T$  (ni el término de respuesta  $R$ , y ni el término de ruido  $N$ ). Como se ha mencionado anteriormente, la

contribución del término de ruido  $N$  puede eliminarse determinando la variación de la frecuencia de red, el término de respuesta, el término de transmisión y el cambio del equilibrio de energía en bandas de frecuencia que no incluyen componentes de alta y/o baja frecuencia, como se describió anteriormente. Los inventores también han apreciado que la característica de inercia  $H$  (por ejemplo, el de la ecuación (2) anterior) puede describirse como una función de la frecuencia de variación  $\omega$  que incluye el término de transmisión  $T_k$  (y término de respuesta  $R_k$  si se desea) y que se parametriza por un parámetro de inercia local  $j_k$  representativo de la inercia local del área  $k$ . Una pluralidad de primeras características de inercia  $H_\omega$  para cada una de las frecuencias de variación diferentes respectivas  $\omega$  puede determinarse, por ejemplo, como se ha descrito anteriormente. A continuación, la función puede ajustarse, por ejemplo, utilizando un ajuste de mínimos cuadrados no lineal o similar, a las primeras características de inercia determinadas  $H_\omega$ , y el parámetro de inercia local  $j_k$  (que es representativo de la inercia local del área  $k$  y no depende del término de transmisión  $T$ ) puede derivarse en consecuencia. El término de transmisión  $T_k$ , por ejemplo, puede parametrizarse por uno o más parámetros de flujo de energía representativos del flujo de energía entre el área local  $k$  y una o más áreas vecinas del área síncrona de la red de energía eléctrica. Tales parámetros de flujo de energía también pueden obtenerse ajustando la función a la pluralidad de primeras características de inercia  $H_\omega$ , para también derivar de este modo información sobre el flujo de energía entre el área local  $k$  y una o más áreas vecinas. Una función de ejemplo para la primera característica de inercia  $H_\omega$  se proporciona en la ecuación (5) a continuación. Un ejemplo de forma funcional para  $T_k$  se proporciona a continuación en la ecuación (10).

$$H_\omega := \frac{\Delta P}{df} \cdot \frac{f_0}{2} = - \frac{T_k - R_k}{df} \cdot \frac{f_0}{2} + j_k \quad (5)$$

En otros ejemplos, uno o varios del término de respuesta  $R$ , el término de transmisión  $T$  y el término de ruido  $N$  pueden conocerse. Por ejemplo, los datos que describen el término de respuesta  $R$  y/o el término de transmisión  $T$  pueden proporcionarse a partir de almacenes de datos u operadores de red de transmisión. Por ejemplo, un operador del sistema de transmisión puede proporcionar datos de flujo de energía requeridos para determinar el término de transmisión  $T$  y/o un operador de planta de energía puede proporcionar los datos requeridos para determinar el término de respuesta  $R$ . También puede derivarse de propiedades de línea de transmisión conocidas, como se describe con más detalle a continuación. Si uno cualquiera del término de respuesta  $R$ , el término de transmisión  $T$  y el término de ruido  $N$  se conocen, pueden tenerse en cuenta directamente en la ecuación de oscilación (1), que se convierte en:

$$H = \frac{(\Delta P - R + T + N) \cdot f_0}{2 \cdot \frac{\partial f}{\partial t}} \quad (6)$$

Dado que los términos  $R$ ,  $T$  y  $N$  se separan de la característica de inercia  $H$  en la ecuación (6), la característica de inercia  $H$  en la ecuación (6) no depende de estos términos y, por lo tanto, es un parámetro de inercia que representa con mayor precisión la inercia de la red. La ecuación (6) se vuelve lineal para cambios de equilibrio de energía relativamente pequeños, y puede resolverse opcionalmente tomando la transformada de Fourier en frecuencia de variación  $\omega$  espacio (de una manera similar a como se ha descrito anteriormente para la ecuación (3)), que devuelve:

$$H = \frac{(\widehat{\Delta P}(\omega) - \widehat{R}(\omega) + \widehat{T}(\omega) + \widehat{N}(\omega)) \cdot f_0}{2 \cdot i\omega \widehat{f}(\omega)} \quad (7)$$

En la ecuación (7)  $R$ ,  $T$  y  $N$  son funciones de la frecuencia de variación  $\omega$ . Valor de  $f(\omega)$  y  $\Delta P(\omega)$  puede determinarse como se describió anteriormente para diferentes frecuencias de variación y usarse en la ecuación (7). En algunos ejemplos, por ejemplo, los cambios de equilibrio de energía relativamente pequeños y, por lo tanto, los cambios relativamente pequeños en la frecuencia de red, la función de respuesta  $R$  puede omitirse. También se observa que el término de ruido  $N$  puede despreciarse al eliminar el ruido de la señal de frecuencia de red, el término de respuesta  $R$  y el término de transmisión  $T$ , por ejemplo, usando el filtrado como se describió anteriormente, o promediando con respecto a un número de mediciones, por ejemplo. Este método puede realizarse, por ejemplo, para una pluralidad de ubicaciones diferentes  $k$  de la red de energía eléctrica, como se describió anteriormente.

Se observa que, si se usa una baja frecuencia de modulación de energía, el término de transmisión  $T$  se vuelve pequeño, y la variación de la frecuencia de red es independiente de la ubicación de medición. En este caso, el parámetro de inercia  $H$  corresponde a la inercia total de la red.

En algunos ejemplos, el término de transmisión  $T$  o el término de respuesta  $R$  puede no ser conocido. Sin embargo, los inventores han apreciado además que estos pueden determinarse junto con la inercia local. Un ejemplo ilustrativo de la determinación de un parámetro de inercia local  $H_k$  representativo de una inercia de un área local  $k$  de un área síncrona de una red de energía eléctrica 100 se describirá ahora con referencia a la Figura 5. La Figura 5 ilustra dos áreas locales  $k = 1$  y  $2$ , de la red de energía eléctrica 100. Cada área comprende un dispositivo de medición 120 para medir un valor de la frecuencia de red  $f_1$ ,  $f_2$  en las áreas locales 1 y 2 respectivas. La zona local 1 comprende un

dispositivo de modulación 118 para modular la energía consumida y/o provista a la red de energía eléctrica 100. La zona local 1 y el área local 2 están conectados por una línea de transmisión  $T_{12}$  para transmitir energía entre el área 1 y el área 2. En este ejemplo, el área 1 solo está conectada al área 2, mientras que el área 2 tiene múltiples conexiones a áreas adicionales (no mostradas). Cada área  $k$  tiene un parámetro de inercia  $H_k$  local asociado representativo de la inercia del área local  $k$  de la red eléctrica 100, y un término de respuesta asociado  $R_k$  representativo de la respuesta del área local a un cambio de equilibrio de energía para intentar restaurar la frecuencia de la red  $f_k$  al valor nominal.

En general la frecuencia de red  $f_k$  en un área local  $k$  se proporciona mediante la ecuación de oscilación extendida:

$$\frac{2H_k}{f_0} \cdot \frac{df_k}{dt} = \Delta P_k - R_k + \sum_{j \neq k} T_{kj} \quad (8)$$

donde  $H_k$  es la inercia local,  $\Delta P_k$  es el cambio de equilibrio de energía original en el área  $k$ ,  $R_k$  es la respuesta de la red al desequilibrio de energía original tratando de restaurar la frecuencia nominal  $f_0$ , y  $T_{kj}$  es el flujo de energía del área local  $j$  al área local  $k$ . La suma sobre el término de transmisión está sobre todas las áreas vecinas  $j$  a las que el área  $k$  se conecta directamente a través de la red eléctrica. Se observa que el término de ruido  $N$  puede despreciarse (tal como está en la ecuación (8), por ejemplo, eliminando el ruido de la señal de frecuencia de red determinada, por ejemplo, filtrando la señal como se describió anteriormente.

En el ejemplo ilustrado en la Figura 5, el área local 1 solo está conectada al área local 2, y por lo tanto la frecuencia de red  $f_1$  medida en el área 1 viene dada por:

$$\frac{2H_1}{f_0} \cdot \frac{df_1}{dt} = \Delta P_1 - R_1 + T_{12} \quad (9)$$

donde  $H_1$  es el parámetro de inercia local del área 1,  $\Delta P_1$  es el cambio de equilibrio de energía en el área 1,  $R_1$  es la respuesta de la red en el área 1, y  $T_{12}$  es el flujo de energía desde el área 2 hasta el área 1.

Como se ha mencionado anteriormente, para pequeños cambios en el equilibrio de energía y, por lo tanto, pequeños cambios en la frecuencia de red  $f_1$ , el término de respuesta a la red puede despreciarse ( $R_1 \approx 0$ ). Por lo tanto, el lado derecho de la ecuación (7) ahora solo incluye el cambio de balance de energía,  $\Delta P_1$  y el término de transmisión  $T_{12}$ .

Una aproximación para modelar el flujo de energía entre las áreas 1 y 2 es una línea de resistencia-inductancia de una sola fase (línea RL). En este caso, y en general, el término de (transmisión) de flujo de energía  $T_{12}$  es una función no lineal del ángulo de fase entre las áreas 1 y 2. Sin embargo, la función puede linealizarse alrededor de cero grados del ángulo de fase (o en otro punto), por ejemplo, usando una expansión de Taylor en ángulo de fase. El ángulo de fase también es por definición la integral de tiempo de la diferencia de frecuencias de las áreas 1 y 2. En este caso, el término de transmisión  $T_{12}$  se pueden escribir como:

$$T_{12} \approx \frac{U^2 \cdot 2\pi f_0 L}{R^2 + 4\pi^2 f_0^2 L^2} \cdot \int f_2 - f_1 dt = T'_{12} \cdot \int f_2 - f_1 dt \quad (10)$$

donde  $U$  es la tensión de la línea de transmisión,  $R$  es la resistencia en serie de la línea de transmisión y  $L$  es la inductancia en serie de la línea.

La sustitución de la expresión para el término de transmisión  $T_{12}$  de la ecuación (10) en la ecuación de oscilación extendida de la ecuación (9) devuelve:

$$\frac{2H_1}{f_0} \cdot \frac{df_1}{dt} = \Delta P_1 + T'_{12} \cdot \int f_2 - f_1 dt \quad (11)$$

La ecuación (11) puede resolverse para  $f_1$  directamente o en el dominio de frecuencia de variación  $\omega$  tomando la transformada de Fourier de ambos lados:

$$\frac{2H_1}{f_0} \cdot i\omega \hat{f}_1 = \widehat{\Delta P_1} + T'_{12} \cdot \frac{\hat{f}_2 - \hat{f}_1}{i\omega} \quad (12)$$

que después de la reorganización se convierte en:

$$\hat{f}_1 = \frac{\Delta P_1 + \hat{f}_2 \frac{T'_{12}}{i\omega}}{i\omega \frac{2H_1}{f_0} + \frac{T'_{12}}{i\omega}} \quad (13).$$

Si se conocen las propiedades de las áreas de conexión de la línea de transmisión 1 y 2 (es decir, se conoce  $T'_{12}$ ), entonces el parámetro de inercia  $H_1$  en el área 1 puede determinarse determinando (por ejemplo, midiendo) el cambio de equilibrio de energía  $\Delta P_1$  en el área local 1 y las frecuencias de la red  $f_1$  y  $f_2$  en las áreas locales 1 y 2 respectivamente, y resolviendo la ecuación (13 u 11) para el parámetro de inercia  $H_1$  en el área 1 sustituyendo los valores conocidos a la ecuación (13 u 11).

Sin embargo, en algunos ejemplos, las propiedades de las áreas de conexión de la línea de transmisión 1 y 2 pueden no ser conocidas (es decir, no se conoce  $T'_{12}$ ). En este caso, el cambio de equilibrio de energía  $\Delta P_1$  en el área local 1 y las frecuencias de la red  $f_1$  y  $f_2$  en las áreas locales 1 y 2 respectivamente se determinan como anteriormente. La ecuación (13 u 11) puede ajustarse entonces a la frecuencia de red  $f_1$  determinada en el área 1 encontrando el parámetro de inercia  $H_1$  y el parámetro de transmisión  $T'_{12}$  valores que minimizan la diferencia entre la frecuencia de la red  $f_1$  en el área 1 dada (predicha) por la ecuación (13 u 11) y la frecuencia de red  $f_1$  determinada (p. ej. medida) en el área 1. Este ajuste puede realizarse en el dominio de la frecuencia, por ejemplo, usando la ecuación (13), o en el dominio del tiempo, por ejemplo, usando la ecuación (11).

Por lo tanto, puede determinarse un parámetro de inercia local  $H_1$  representativo con precisión de la inercia de un área local de un área síncrona de una red de energía eléctrica.

Se apreciará que el ejemplo anterior descrito con referencia a la Figura 5 es un ejemplo ilustrativo, y el método anterior también puede aplicarse a otras disposiciones. Por ejemplo, el cambio de equilibrio de energía no necesita necesariamente estar en el área local 1, ni el área local 2, y puede estar en otro lugar de la red de energía eléctrica. También se apreciará que situaciones más complicadas pueden tener más conexiones entre áreas locales, que pueden tenerse en cuenta, por ejemplo, en la suma sobre los términos de transmisión  $T_{jk}$  en la ecuación (8). La aproximación de que la línea de transmisión es una línea RL no necesita realizarse necesariamente y, en otros ejemplos, el modelo de línea de transmisión puede ser más realista, tal como una línea de transmisión de parámetros distribuida. Se apreciará que, en algunos ejemplos, el término de respuesta  $R$  no necesita establecerse en cero necesariamente, y en su lugar  $R_k$  puede incluirse, por ejemplo, en las ecuaciones (11) a (13). Por ejemplo, el término de respuesta  $R_k$  puede tomar la forma  $R_k = \beta (f_k - f_0)$ , donde  $f_0$  es la frecuencia nominal de la red,  $f_k$  es la frecuencia de red determinada en el área local  $k$ , y  $\beta$  es un parámetro de término de respuesta que puede variar para realizar el ajuste como se describió anteriormente con respecto a las ecuaciones (11) y (13), por ejemplo.

Se apreciará que lo anterior es un ejemplo. En otros ejemplos, en lugar de usar la integral de tiempo de la diferencia de frecuencias de las áreas 1 y 2 en lugar del ángulo de fase (como en la ecuación 10), los ángulos de fase del área 1 y el área 2 pueden determinarse directamente, por ejemplo, de datos de ángulo de fase conocidos o registrados.

En algunos ejemplos, los métodos para determinar una característica de inercia  $H$ , por ejemplo, como se ha descrito anteriormente, puede comprender controlar una provisión de energía eléctrica y/o un consumo de energía eléctrica desde la red, para generar la variación de equilibrio de energía. Esto puede ser útil ya que proporciona control a lo largo del tiempo, ubicación, extensión y características de frecuencia de variación del cambio de equilibrio de energía, por lo tanto, más flexibilidad en la determinación de la característica de inercia  $H$ . Por ejemplo, la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red puede controlarse de manera que la variación de equilibrio de energía sea relativamente pequeña, de manera que el término de respuesta sea relativamente pequeño  $R$  mencionado anteriormente puede ser pequeño. Esto puede usarse para reducir la contribución de este término a la característica de inercia. Como otro ejemplo, la provisión/consumo de energía puede controlarse de manera que la variación de equilibrio de energía sea periódica, o una función de repetición. Esto puede permitir que la característica de inercia se determine sobre múltiples eventos de cambio de energía y, por lo tanto, que se reduzca la contribución del término de ruido  $N$  a la característica de inercia, incluso cuando se usa un cambio de equilibrio de energía relativamente pequeño. Las variaciones periódicas del equilibrio de energía son especialmente adecuadas para la determinación de la característica de inercia usando transformadas de Fourier como se describió anteriormente, como en este caso los componentes de la frecuencia de red y la variación del equilibrio de energía pueden existir en frecuencias de variación diferenciadas.

El control puede lograrse, por ejemplo, controlando uno o más dispositivos de modulación de energía 118 (véase la Figura 1) para modular la provisión y/o consumo de energía eléctrica a y/o desde la red de energía eléctrica 100. Cada dispositivo de modulación 118 puede estar asociado a una unidad de energía 119 (que puede consumir energía desde o proporcionar energía a la red de energía eléctrica 100) o un grupo de unidades de energía 119 y se dispone para modular el flujo de energía hacia y/o desde la unidad de energía 119 o grupo de unidades de energía 119. Aunque la contribución individual de las unidades de energía 119 o el grupo de unidades de energía 119 a la red 100 puede ser pequeña, mediante el control de muchas de tales unidades de energía para actuar simultáneamente, puede efectuarse una variación de equilibrio de energía relativamente grande.

La figura 6 muestra esquemáticamente una disposición ilustrativa de un dispositivo de modulación de frecuencia 118. El dispositivo de modulación de frecuencia 118 forma una interfaz entre la red de energía eléctrica 100 y una o más unidades de energía 119 y opera con una o más unidades de energía 119 para controlar la energía provista y/o consumida desde la red de energía eléctrica. El dispositivo de modulación de frecuencia 118 comprende una interfaz (E/S) de entrada/salida 502, un almacén de datos 504, un procesador 506, un modulador 508 y un reloj 510.

El dispositivo de modulación de frecuencia 118 está dispuesto para recibir información de control desde un controlador a través de la interfaz de E/S 502. El controlador puede ser, por ejemplo, el aparato 600 descrito con referencia a la Figura 7 a continuación. La interfaz de E/S 502 está dispuesta para recibir información a través de una red de comunicaciones fija o inalámbrica.

La información recibida a través de la interfaz E/S 502 puede almacenarse en el almacén de datos 504. Por ejemplo, la información de control puede incluir información del tiempo, ubicación, extensión y/o forma funcional de la variación de provisión/consumo de energía que va a proporcionarse por la unidad de energía 119 a la red 100.

El procesador 506 está dispuesto para recuperar información de control desde el almacén de datos 504 y para generar señales de control para controlar el modulador 508. El reloj 510 puede sincronizarse con los relojes de otros dispositivos de modulación de frecuencia 118 de modo que puedan actuar al mismo tiempo, si es necesario. La sincronización del reloj 510 puede realizarse tomando como base una señal de sincronización recibida a través de la interfaz (E/S) 506, o por cualquier otro medio.

El modulador 508 está dispuesto para modular el flujo de energía hacia/desde una unidad de energía 119 en respuesta a las señales de control generadas por el procesador 206. El modulador 208 puede comprender cualquier medio eléctrico o electrónico que permita que se module el flujo de energía hacia/desde la 20 unidad de energía 119. El modulador 208 puede ser un atenuador o algún otro medio para alterar el consumo/provisión de energía por parte de la unidad de energía 119 (por ejemplo, cargadores basados en inversores para vehículos eléctricos y/u otros dispositivos eléctricos, inversores de conexión a red para generadores fotovoltaicos, generadores de calor y energía combinados (CHP) o generadores eólicos.

En algunos ejemplos, el método puede comprender controlar la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red de manera que la segunda variación generada comprenda sustancialmente solo una frecuencia de variación  $\omega_g$ . Por ejemplo, uno o más dispositivos 118 de modulación pueden controlarse para modular la energía proporcionada y/o consumida de la red de energía eléctrica para ser una función oscilatoria 30 (por ejemplo, un seno o un coseno) que tiene sustancialmente una frecuencia  $\omega_g$ . En este caso, el cambio de equilibrio de energía  $\Delta P [\omega_{p1}, \omega_{p2}]$ , por ejemplo, usado en la ecuación (2) puede ser el cambio de equilibrio de energía en esa frecuencia generada  $\Delta P[\omega_g]$ , que en este caso es sustancialmente igual que el cambio de equilibrio de energía  $\Delta P$ . La variación de la frecuencia de red  $f$  usada, por ejemplo, en la ecuación (2) puede ser, por consiguiente, la variación de la frecuencia de red en esa frecuencia generada  $f[\omega_g]$ . Esto puede determinarse, por ejemplo, aplicando un filtro a la señal de frecuencia de red para atenuar las frecuencias de variación que no son esta frecuencia. Una característica de inercia  $H$  puede determinarse utilizando estos valores en la ecuación (2), por ejemplo. Esto puede ser útil ya que en este caso la variación de equilibrio de energía no necesita filtrarse necesariamente para determinar el cambio de equilibrio de energía en una determinada banda de frecuencia, ya que el cambio de equilibrio de energía se ha controlado en su lugar para comprender sustancialmente una frecuencia de variación. Una pluralidad de primeras características de inercia  $H_{\omega}$ , puede determinarse para cada una de una pluralidad respectiva de diferente frecuencia de variación de equilibrio de energía generada  $\omega_g$ , por ejemplo, para determinar una característica de inercia total  $H_{tot}$ , característica de inercia local  $H_k$ , y/o parámetro de inercia local  $j_k$  de la manera descrita anteriormente.

En algunos ejemplos, el método puede comprender controlar la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red en una pluralidad de áreas locales del área síncrona de la red de energía eléctrica 100. Por ejemplo, una característica  $H_k$  de inercia local puede determinarse controlando la provisión/consumo de energía eléctrica en un área local  $k$  de la red 100. Esto puede repetirse para diferentes áreas locales  $k$ . La característica  $H_k$  de inercia local puede asignarse entonces a las áreas locales  $k$  en las que se controló la provisión/consumo de energía. Esto puede ser útil ya que permite características de inercia  $H_k$  locales para determinar incluso si la frecuencia de la red  $f$  se mide en una única ubicación. Además, esto puede ser útil ya que la señal de frecuencia es más fuerte cerca de la ubicación donde se controla la provisión/consumo de energía. La provisión de energía eléctrica y/o consumo de energía eléctrica desde la red en cada una de la pluralidad de áreas locales  $k$  puede controlarse para que esté en un tiempo diferente y/o en una frecuencia de variación diferente a la de la otra de la pluralidad de áreas locales. Esto permite separar la influencia en la frecuencia de red medida  $f$  de la variación de equilibrio de energía en cada una de las áreas locales a separar y, por lo tanto, determinar características de inercia local precisas  $H_k$ .

En otro ejemplo, la provisión/consumo de energía puede controlarse para que ocurra simultáneamente en diferentes áreas locales  $k$ . Esto permite que la variación de equilibrio de energía se distribuya más uniformemente en toda la red 100, lo que puede permitir una determinación más precisa de la característica de inercia de red total  $H_{tot}$ . Por ejemplo, la variación de equilibrio de energía controlada para cada ubicación  $k$  se puede adaptar basándose en la distribución geográfica de las propiedades inercia y de transmisión de energía para lograr la misma variación de la frecuencia de red en la red.

La Figura 7 ilustra esquemáticamente un aparato 600 a modo de ejemplo para implementar los métodos descritos anteriormente. El aparato 600 comprende el dispositivo de medición 120, un almacén de datos 604, un procesador 606 y una interfaz de entrada-salida (E/S) 608.

El dispositivo de medición 120 está conectado a la red de energía eléctrica 100. El dispositivo de medición 120 puede ser cualquier dispositivo capaz de medir la frecuencia de red  $f$  con suficiente precisión. Por ejemplo, una medición del medio ciclo, que es el período entre los tiempos en los que la tensión cruza 0 V, puede usarse para inferir en la frecuencia de red. En algunas modalidades, puede determinarse la frecuencia de red instantánea, correspondiente al inverso del tiempo que lleva completar un medio ciclo (o un ciclo completo).

La interfaz E/S está dispuesta para enviar y/o recibir información, por ejemplo, para enviar información almacenada en el almacén de datos 604, o para recibir información y almacenarla en el almacén de datos 604. Esta información puede ser, por ejemplo, información de control para controlar uno o más de los dispositivos de modulación 118. La información puede ser, por ejemplo, primeros datos y/o segundos datos, que pueden recibirse por el aparato desde terceros.

El almacén de datos 604 puede almacenar datos, por ejemplo, los primeros datos, los segundos datos, datos indicativos de la variación de la frecuencia de red durante un período de tiempo, y/o datos indicativos de la variación del equilibrio de energía durante un período de tiempo. El almacén de datos puede almacenar información recibida de la interfaz E/S 608. El almacén 604 de datos puede almacenar un programa informático, que, cuando es ejecutado por el procesador 606, hace que el aparato 600 realice el método descrito anteriormente.

El procesador 606 puede ser cualquier procesador capaz de determinar los primeros datos y segundos datos, y determinar una característica de inercia  $H$  basándose en estos, como se describió anteriormente. Por ejemplo, el procesador 606 puede configurarse para acceder al almacén de datos 604 para recuperar los primeros datos y/o los segundos datos, y para determinar una característica de inercia basada en estos. Alternativamente, el procesador 606 puede determinar los primeros datos y/o los segundos datos basándose en mediciones directas de la señal de frecuencia de red y/o el cambio de equilibrio de energía. El procesador puede configurarse para implementar operaciones tales como filtrado, o transformadas de Fourier, de una manera como se ha descrito anteriormente,

El aparato 600 puede comprender un primer elemento de filtro 610 dispuesto para aplicar, a la señal de frecuencia de red, el primer filtro que define la primera banda de frecuencia. El aparato 600 también puede comprender también un segundo elemento de filtro 612 dispuesto para aplicar, al cambio de equilibrio de energía, un segundo filtro que define la segunda banda de frecuencia para al menos atenuar frecuencias fuera de la segunda banda de frecuencia. Aunque en la Figura 6 el primer filtro y el segundo filtro se han ilustrado como parte del procesador 606, como se describió anteriormente, los filtros pueden ser digitales o analógicos, y por lo tanto los elementos de filtro 610, 612 pueden implementarse en consecuencia por el procesador 606, o pueden implementarse mediante un circuito de resistor-condensador (RC) (no mostrado) o similar que el aparato 600 puede comprender, según sea apropiado. Además, como se ha descrito anteriormente, el dispositivo de medición 120, debido a su limitada tasa de muestreo, puede actuar en sí mismo como el primer filtro 610 que define la primera banda de frecuencia. Como se ha descrito anteriormente, los elementos 610, 612 de filtro pueden comprender una pluralidad de filtros, definiendo cada uno de la pluralidad de filtros una banda respectiva para al menos atenuar frecuencias fuera de la banda respectiva.

Aunque en lo anterior, el aparato 600 se describió como que comprende un procesador 606, este no es necesariamente el caso, y en otros ejemplos, el aparato 600 puede ser un aparato puramente analógico. Por ejemplo, los primeros datos y los segundos datos pueden ser señales analógicas introducidas en un circuito electrónico analógico (no mostrado) y el circuito electrónico analógico puede emitir una señal analógica que representa un valor de una característica de inercia  $H$ .

Los ejemplos anteriores deben entenderse como ejemplos ilustrativos de la invención. Debe entenderse que cualquier característica descrita en relación con cualquier ejemplo puede usarse sola, o en combinación con otras características descritas, y también puede usarse en combinación con una o más características de cualquier otro de los ejemplos, o cualquier combinación de cualquier otro de los ejemplos

# REIVINDICACIONES

1. Aparato (600) para determinar una característica de inercia de un área síncrona de una red de energía eléctrica (100), fluyendo la electricidad en la red (100) según una frecuencia de la red, en donde el aparato (600) está dispuesto para:  
5  
determinar primeros datos que representan una señal que comprende una primera variación, siendo la primera variación una variación en la frecuencia de red durante un período de tiempo, siendo la señal resultante de una segunda variación, siendo la segunda variación una variación en la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica de la red (100), habiéndose filtrado la señal según un primer filtro que define una primera banda de frecuencia para al menos atenuar frecuencias fuera de la primera banda de frecuencia, **caracterizado por que** el aparato está dispuesto para:  
10  
determinar segundos datos representativos de la proporción de la segunda variación en una segunda banda de frecuencia, siendo la segunda banda de frecuencia sustancialmente la misma que la primera banda de frecuencia;  
15  
calcular, tomando como base los primeros datos, una tasa de cambio de frecuencia de red en la primera banda de frecuencia; y  
20  
determinar una característica de inercia de un área síncrona de la red de energía eléctrica (100) tomando como base la tasa de cambio de la frecuencia de la red calculada a partir de los primeros datos, y los segundos datos.
2. El aparato (600) según la reivindicación 1, en donde el aparato (600) comprende un dispositivo de medición (120) dispuesto para:  
25  
medir la señal que comprende la primera variación.
3. El aparato (600) según la reivindicación 1 o la reivindicación 2, en donde el aparato (600) comprende un primer elemento de filtro (610) dispuesto para:  
30  
aplicar, a la señal, el primer filtro que define la primera banda de frecuencia.
4. El aparato (600) según la reivindicación 3, en donde el primer elemento de filtro (610) comprende una pluralidad de filtros, definiendo cada uno de la pluralidad de filtros una banda respectiva para al menos atenuar frecuencias fuera de la banda respectiva, en donde el primer elemento de filtro (610) es representativo de una combinación de la pluralidad de filtros.  
35
5. El aparato (600) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde el aparato (600) comprende un segundo elemento de filtro (612) dispuesto para:  
40  
aplicar, a la segunda variación, un segundo filtro que define la segunda banda de frecuencia para al menos atenuar frecuencias fuera de la segunda banda de frecuencia.
6. Un programa informático que comprende instrucciones que, cuando se ejecutan por un ordenador, provocan que el ordenador al menos realice un método que comprende:  
45  
determinar los primeros datos que representan una señal que comprende una primera variación, siendo la primera variación una variación en la frecuencia de la red durante un período de tiempo, siendo la señal resultante de una segunda variación, siendo la segunda variación una variación en la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red (100), habiéndose filtrado la señal según un primer filtro que define una primera banda de frecuencia para al menos atenuar las frecuencias fuera de la primera banda de frecuencia,  
50  
**caracterizado por que** el método comprende:  
55  
determinar segundos datos representativos de la proporción de la segunda variación en una segunda banda de frecuencia, siendo la segunda banda de frecuencia sustancialmente la misma que la primera banda de frecuencia;  
calcular, tomando como base los primeros datos, una tasa de cambio de frecuencia de red en la primera banda de frecuencia; y  
60  
determinar una característica de inercia de la red de energía eléctrica (100) tomando como base la tasa de cambio de frecuencia de la red calculada a partir de los primeros datos, y los segundos datos.
7. Un método para determinar una característica de inercia de un área síncrona de una red de energía eléctrica (100), fluyendo la electricidad en la red (100) según una frecuencia de red, comprendiendo el método:  
65

- 5 determinar primeros datos que representan una señal que comprende una primera variación, siendo la primera variación una variación en la frecuencia de red durante un período de tiempo, siendo la señal resultante de una segunda variación, siendo la segunda variación una variación en la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red (100), habiéndose filtrado la señal según un primer filtro que define una primera banda de frecuencia para al menos atenuar frecuencias fuera de la primera banda de frecuencia, **caracterizado por que** el método comprende:
- 10 determinar segundos datos representativos de la proporción de la segunda variación en una segunda banda de frecuencia, siendo la segunda banda de frecuencia sustancialmente la misma que la primera banda de frecuencia;
- calcular, tomando como base los primeros datos, una tasa de cambio de frecuencia de red en la primera banda de frecuencia; y
- 15 determinar una característica de inercia de la red de energía eléctrica (100) tomando como base la tasa de cambio de frecuencia de la red calculada a partir de los primeros datos, y los segundos datos.
8. El método según la reivindicación 7, comprendiendo el método:
- 20 determinar una de la primera banda de frecuencia y la segunda banda de frecuencia; y
- establecer la otra de la primera banda de frecuencia y la segunda banda de frecuencia tomando como base la determinada de la primera banda de frecuencia y la segunda banda de frecuencia.
9. El método según la reivindicación 7 o la reivindicación 8, comprendiendo el método:
- 25 transformar una o ambas de la primera variación y la segunda variación en un dominio de frecuencia.
10. El método según una cualquiera de la reivindicación 7 a la reivindicación 9, comprendiendo el método:
- 30 determinar una pluralidad de primeras características de inercia para cada una de las frecuencias de variación diferentes respectivas.
11. El método según la reivindicación 10, comprendiendo el método:
- 35 ajustar una función a la pluralidad de primeras características de inercia, estando parametrizada la función al menos por un parámetro de inercia local, para obtener de este modo el parámetro de inercia local, en donde el parámetro de inercia local es representativo de una inercia de un área local del área sincrónica de la red de energía eléctrica (100).
- 40 12. El método según la reivindicación 11, en donde la función se parametriza al menos por uno o más parámetros de flujo de energía representativos del flujo de energía entre el área local y una o más áreas vecinas del área sincrónica de la red de energía eléctrica (100).
13. El método según la reivindicación 10, comprendiendo el método:
- 45 extrapolar, de la pluralidad de primeras características de inercia, una característica de inercia total asociada con el área sincrónica total de la red de energía eléctrica (100).
14. El método según una cualquiera de las reivindicaciones 7 a 9, comprendiendo el método:
- 50 determinar los primeros datos para una primera área de la red de energía eléctrica (100); y
- determinar, tomando como base los primeros datos para la primera área de la red de energía eléctrica (100), y los segundos datos, un valor de inercia local relacionado con la primera área que usa una función parametrizada por al menos un parámetro relacionado con el flujo de potencia entre la primera área y una segunda área de la red de energía eléctrica (100).
- 55 15. El método según una cualquiera de la reivindicación 7 a la reivindicación 14, comprendiendo el método:
- 60 controlar una provisión de energía eléctrica a y/o un consumo de energía eléctrica desde la red (100) para generar la segunda variación, y opcionalmente
- controlar la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red (100) de modo que la segunda variación generada sea periódica.
- 65 16. El método según la reivindicación 15, comprendiendo el método:

controlar la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red (100) de manera que la segunda variación generada comprende sustancialmente solo una frecuencia de variación.

5      17.      El método según una cualquiera de la reivindicación 15 a la reivindicación 16, comprendiendo el método:

controlar la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red (100) en una pluralidad de áreas locales del área síncrona de la red de energía eléctrica (100), y opcionalmente

10      controlar la provisión de energía eléctrica a y/o consumo de energía eléctrica desde la red (100) en cada una de la pluralidad de áreas locales para que esté en un tiempo diferente y/o en una frecuencia de variación diferente a la de la otra de la pluralidad de áreas locales.

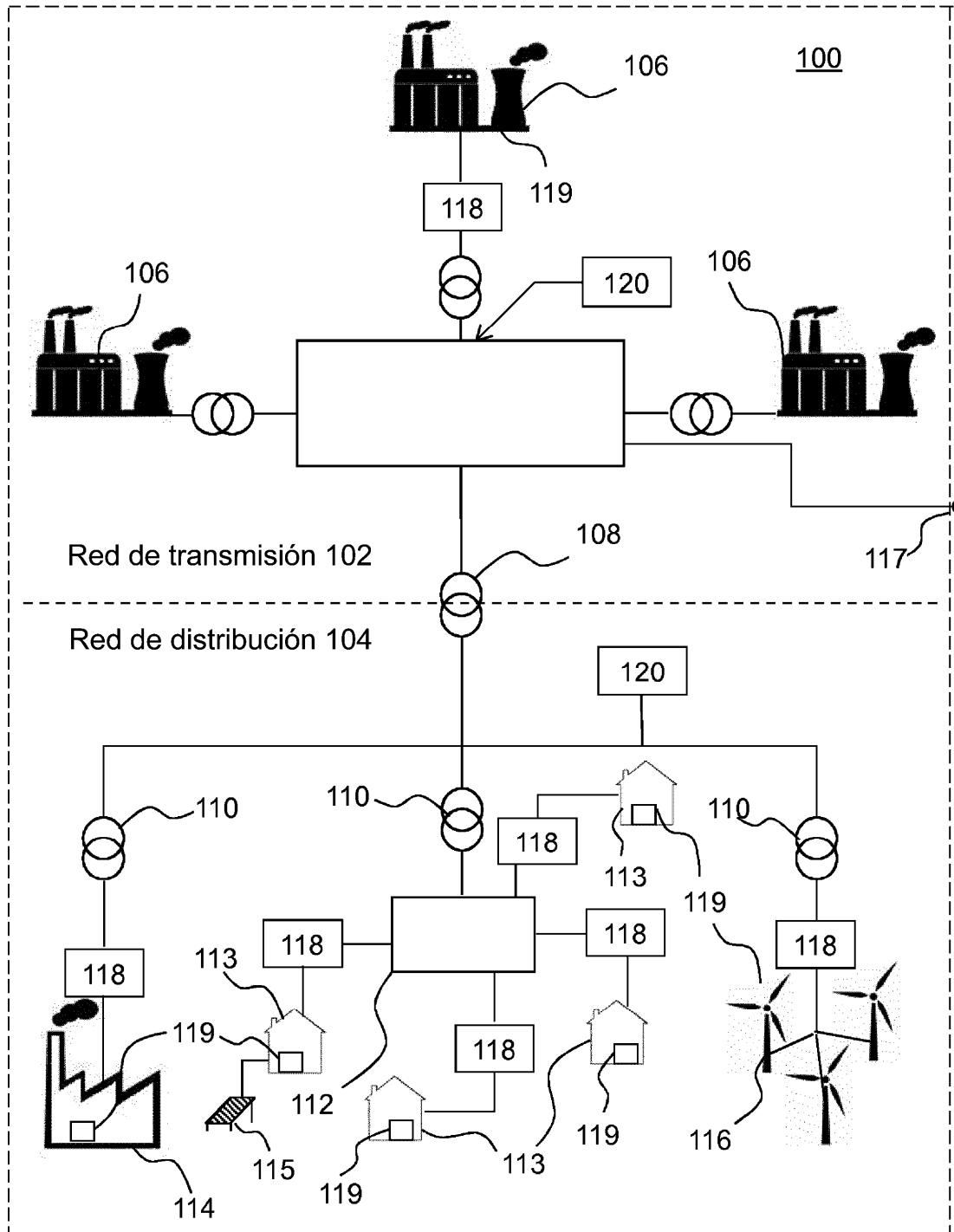


Figura 1

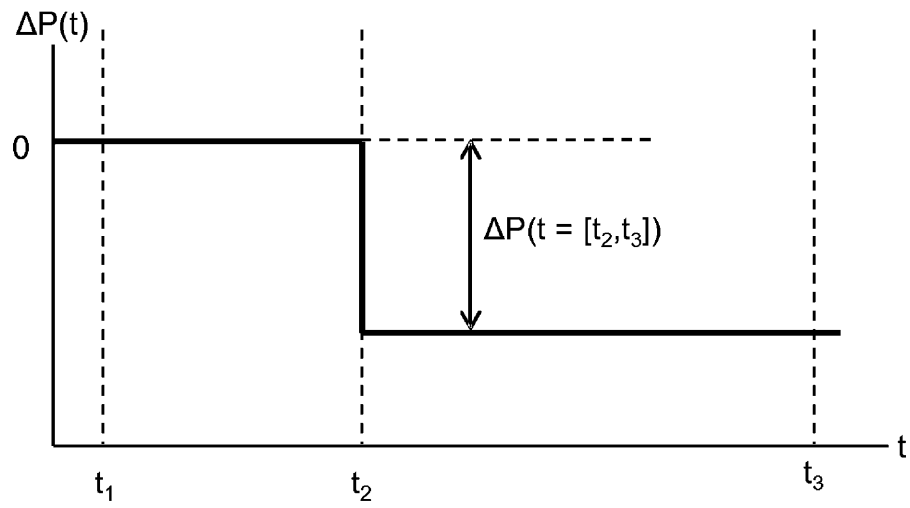


Figura 2a

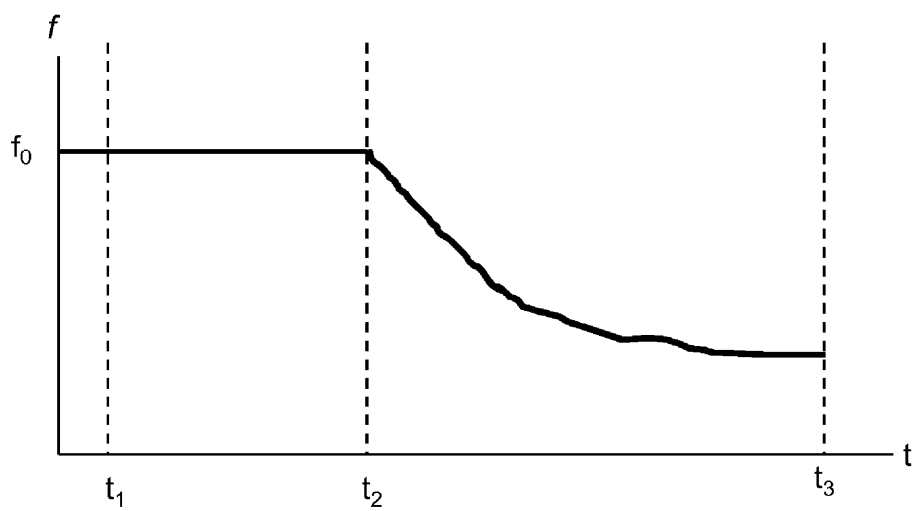


Figura 2b

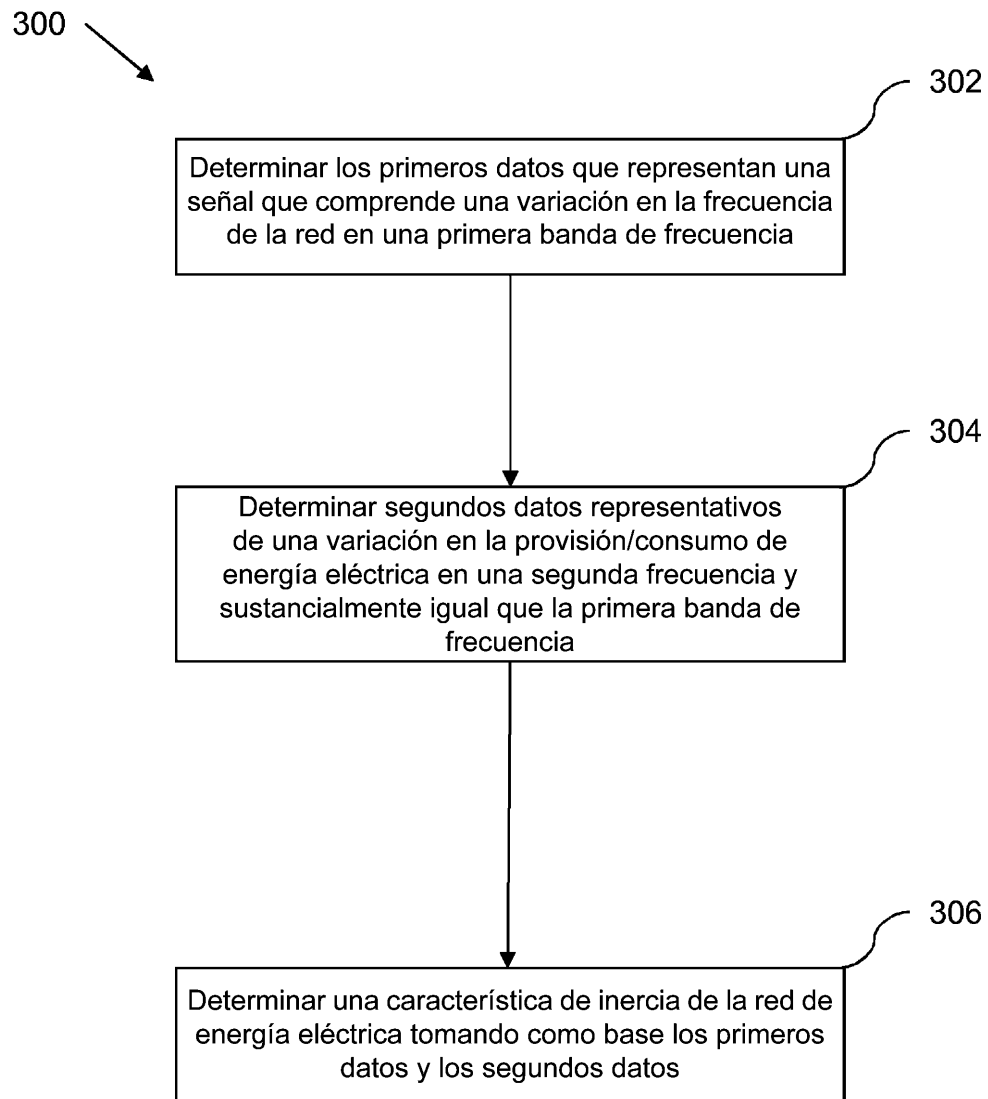


Figura 3

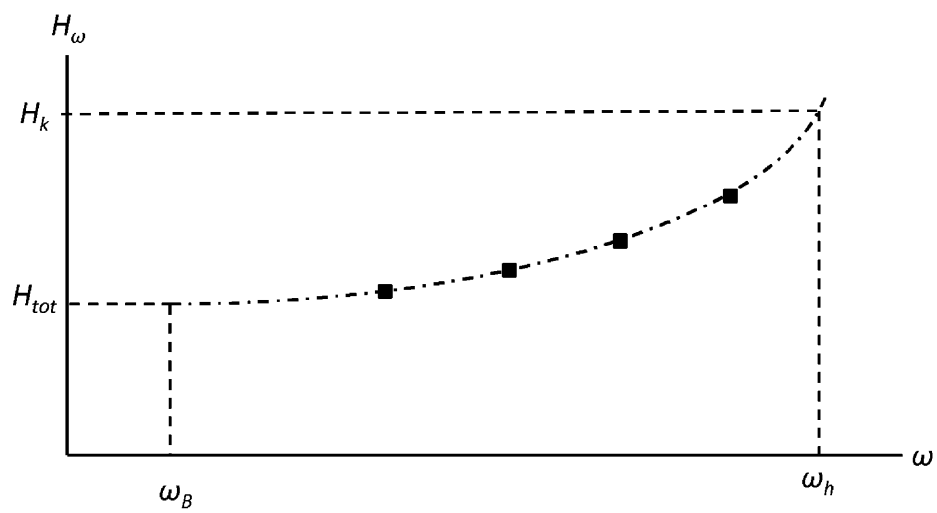


Figura 4

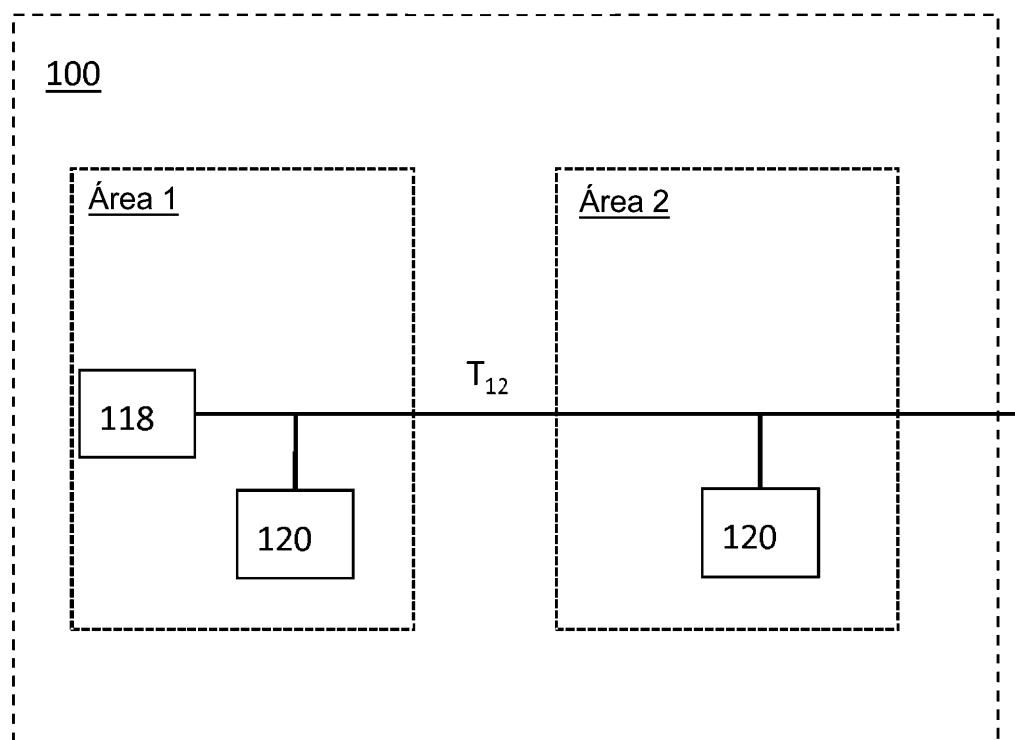


Figura 5

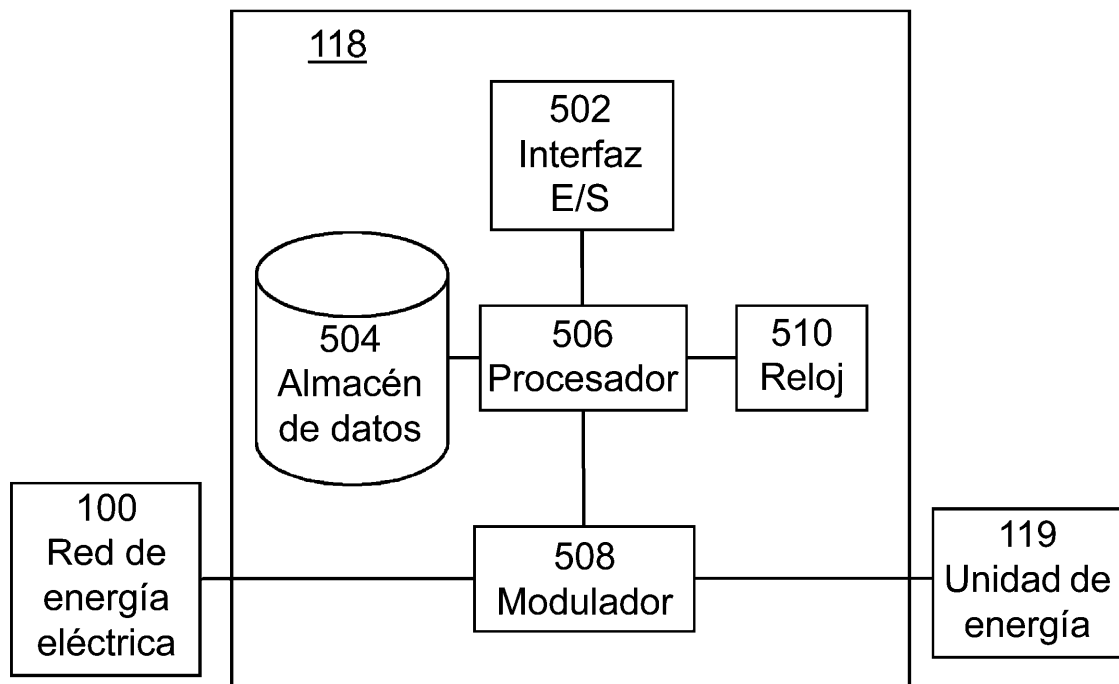


Figura 6

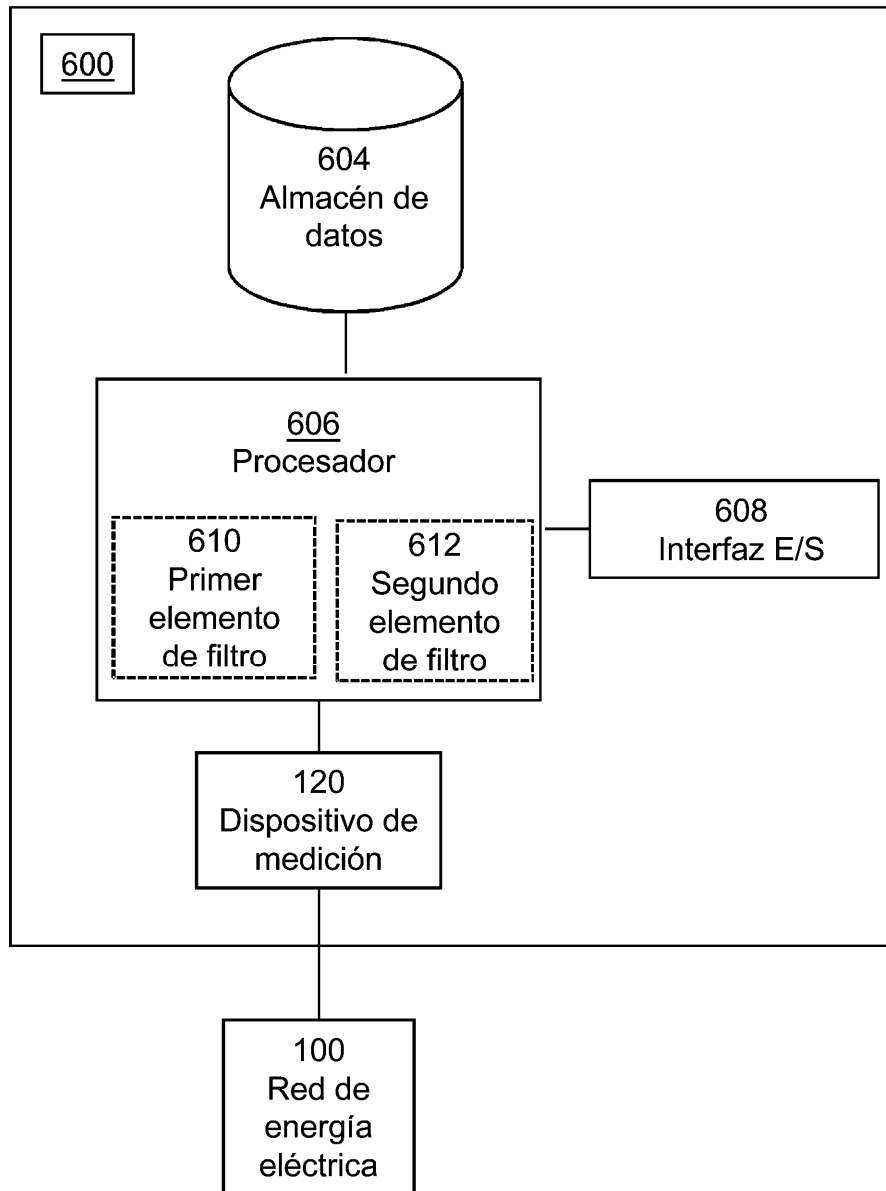


Figura 7