

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 726 195**

51 Int. Cl.:

H02J 3/00 (2006.01)

G01R 19/25 (2006.01)

H02J 3/24 (2006.01)

H02J 13/00 (2006.01)

H04B 3/54 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **04.11.2014 PCT/EP2014/073694**

87 Fecha y número de publicación internacional: **14.05.2015 WO15067602**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **04.11.2014 E 14806192 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **27.03.2019 EP 3066734**

54 Título: **Respuesta de frecuencia de red**

30 Prioridad:

06.11.2013 GB 201319624

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

02.10.2019

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**HUOMO, HEIKKI y
ALAKONTIOLA, JUKKA**

74 Agente/Representante:

CAMPELLO ESTEBARANZ, Reyes

ES 2 726 195 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

Respuesta de frecuencia de red

5 **Campo técnico**

La presente invención se refiere a métodos y aparatos para determinar las características de respuesta de frecuencia dentro de una red eléctrica.

10 **Antecedentes**

El intercambio de energía eléctrica entre proveedores y consumidores se realiza a través de una red de distribución de electricidad o una red eléctrica. En una red eléctrica de este tipo, la energía eléctrica se suministra típicamente mediante una combinación de centrales de eléctricas de capacidad relativamente grande y fuentes de energía renovable de capacidad relativamente pequeña.

Los generadores en grandes centrales eléctricas, tales como las centrales eléctricas de quema de combustibles fósiles o las centrales nucleares, típicamente comprenden partes giratorias que tienen una masa relativamente alta que giran a velocidades relativamente altas, y, por consiguiente, se denominan generación de giro. En el transcurso de su funcionamiento normal, los generadores de giro almacenan cantidades relativamente grandes de energía cinética. Las fuentes de energía renovable más pequeñas, tales como los aerogeneradores y los generadores de energía solar, almacenan una cantidad mucho más pequeña de energía, o incluso ninguna energía.

Típicamente, una red eléctrica funciona a una frecuencia de red nominal que es uniforme en toda un área síncrona de la red. Por ejemplo, el suministro principal del Reino Unido opera nominalmente a 50 Hz. Los operadores de red generalmente están obligados a mantener la frecuencia de red dentro de los límites predefinidos, por ejemplo, el suministro de red del Reino Unido debe mantenerse dentro del 0,4% de la frecuencia de red nominal de 50 Hz. Si no se mantiene el balance entre la generación y el consumo de energía eléctrica (por ejemplo, si la cantidad total de generación no puede satisfacer el consumo durante los periodos de alta demanda, o si cambia la salida de un generador de energía, tal vez debido a un fallo en el generador), la cantidad neta de energía almacenada en los generadores de la red puede variar. Esto da como resultado un cambio en la velocidad de rotación de los generadores de giro y un cambio correspondiente en la frecuencia operativa de la red. Los operadores de red, por lo tanto, utilizan la frecuencia operativa del sistema como una medida del balance entre el consumo y la generación de energía eléctrica en la red.

Una característica de respuesta de frecuencia describe la respuesta de la frecuencia de red a un cambio en el balance entre la generación y el consumo de energía eléctrica en la red. Los ejemplos de dichas características de respuesta de frecuencia incluyen la "rigidez" de red y la "inercia" de red.

La rigidez de red es una propiedad de la red que describe la extensión (es decir, la magnitud) de la respuesta de frecuencia de red para un cambio de balance de potencia dado. Una red eléctrica síncrona con una rigidez relativamente alta, por ejemplo, presenta un cambio relativamente pequeño en la frecuencia de la red para un cambio de balance de potencia dado. Una red rígida o fuerte típicamente tiene una baja impedancia de red y es típica de las redes donde la capacidad de generación del sistema es grande. Si bien la rigidez es en general una propiedad estática de una red dada, debe observarse que, en la práctica, por ejemplo, en redes grandes, la capacidad de generación y consumo cambia con frecuencia, por ejemplo, cuando se añaden o eliminan nuevos proveedores de la red y/o de fuentes de generación intermitentes tal como eólica y solar. Esto significa que, en la práctica, la rigidez de la red puede ser una propiedad sustancialmente dinámica de una red.

La inercia de la red es una medida de la cantidad de energía almacenada en la red eléctrica e influye en la velocidad a la que la frecuencia operativa de la red cambia en respuesta a un cambio en el balance de red. Las regiones de una red eléctrica síncrona que tienen una alta proporción de generación de giro típicamente tienen una gran cantidad de energía almacenada como energía cinética de rotación en los generadores (es decir, tienen una gran inercia) y, por lo tanto, tienen una mayor capacidad para mantener la frecuencia operativa de la red a la frecuencia de red nominal. En contraste, las regiones de una red eléctrica síncrona que tienen una baja proporción de generación de giro tienen una cantidad relativamente baja de energía almacenada (es decir, tienen una baja inercia) y, por lo tanto, tienen menos capacidad para mantener la frecuencia operativa de la red en la frecuencia de red nominal. En consecuencia, la tasa de cambio de frecuencia en las regiones de alta inercia de la red es menor que en las regiones de baja inercia de la red, y la "inercia" puede referirse a esta tasa de cambio de frecuencia.

Dado que las características de respuesta de frecuencia en la red pueden proporcionar una indicación de cómo la red responderá a los cambios repentinos en el consumo o la generación, es útil para los operadores de red entender cómo varían las características de respuesta de frecuencia de la red en la red eléctrica. Convencionalmente, las características de respuesta de frecuencia de la red se determinan mediante el uso de instrumentos de fasores para llevar a cabo mediciones precisas y de alta resolución de la frecuencia operativa de red. Dado que tal instrumentación es costosa, no es práctico distribuirla ampliamente; típicamente, las mediciones se realizan en un número limitado de nodos centrales en una red de transmisión. Esto significa que la medición es relativamente insensible a la variación local dentro de la red.

Además, debido a las grandes cantidades de datos que producen las mediciones, las mediciones a menudo se analizan fuera de línea. Esto significa que hay un retraso en la determinación de las características de respuesta de frecuencia; esto dificulta que los operadores de red y similares reaccionen de manera oportuna a los cambios en las características de respuesta de frecuencia.

Es un objeto de la presente invención mitigar al menos algunos de los problemas de la técnica anterior.

El documento de patente WO 2012/019613 A1 divulga un método para determinar una característica de respuesta de frecuencia de una red eléctrica, haciendo que un aerogenerador emita temporalmente una señal de prueba de salida alta y evaluando la respuesta de frecuencia de la red.

Resumen

De acuerdo con un primer aspecto de la presente invención, se proporciona un método para determinar, en un sistema de medición, una característica de respuesta de frecuencia dentro de un área síncrona de una red eléctrica, fluyendo la electricidad en la red de acuerdo con una frecuencia de red, en el que la red eléctrica está conectada a un primer grupo de una o más unidades de potencia, cada una de ellas dispuesta para consumir energía eléctrica y/o proporcionar energía eléctrica a la red eléctrica, de manera que un cambio en el suministro de potencia y/o el consumo por dicho primer grupo de una o más unidades de potencia da como resultado un cambio en el flujo de potencia en la red eléctrica, en el que el flujo de potencia hacia y/o desde cada una de las unidades de potencia se modula en base a una secuencia de señales de control, modulando de este modo la frecuencia de red para proporcionar una señal modulada en frecuencia de acuerdo con la secuencia de señales de control, comprendiendo el método:

medir, en el sistema de medición, una característica de frecuencia relacionada con una frecuencia de la electricidad que fluye en la red eléctrica;
 acceder a una base de datos que almacena datos relacionados con las características de potencia de dichas una o más unidades de potencia y determinar, en base a las mismas, una característica relacionada con dicha modulación de flujo de potencia; y
 determinar una característica de respuesta de frecuencia asociada con al menos un área de dicha red eléctrica sobre la base de la característica de frecuencia medida y dicha característica de modulación de flujo de potencia determinada;
 caracterizado por que la determinación de la característica relacionada con dicha modulación de flujo de potencia comprende:
 determinar una correspondencia entre un identificador incluido en la señal modulada en frecuencia y uno o más identificadores almacenados en la base de datos, identificando de este modo el primer grupo de una o más unidades de potencia; y
 establecer una característica de modulación de flujo de potencia asociada con el primer grupo identificado de una o más unidades de potencia.

La medición de una característica de una señal modulada en frecuencia producida por unidades de potencia existentes con características de potencia conocidas dentro de un área síncrona de una red eléctrica permite la determinación en tiempo real, o casi en tiempo real, de las características de respuesta de frecuencia en muchos puntos dentro de la red con un coste relativamente bajo, debido a la relativa simplicidad del dispositivo de medición de característica de frecuencia requerida.

En algunas formas de realización, la determinación de la característica de respuesta de frecuencia comprende correlacionar la característica de frecuencia medida con dicha característica de modulación de flujo de potencia.

En algunas formas de realización, determinar la característica de respuesta de frecuencia comprende correlacionar la característica de frecuencia medida con dicha característica de modulación de flujo de potencia.

5 En algunas formas de realización, determinar la característica de respuesta de frecuencia comprende determinar una relación de dicha característica de modulación de flujo de potencia y la característica de frecuencia medida.

En algunas formas de realización, dicha característica de modulación de flujo de potencia comprende una característica de magnitud relacionada con dicha modulación de flujo de potencia.

10 En algunas formas de realización, dicha característica de magnitud comprende una amplitud del flujo de potencia.

En algunas formas de realización, dicha característica de frecuencia medida se mide sobre la base de uno o más de: una frecuencia de tensión alterna, una frecuencia de corriente alterna, una frecuencia medida de potencia que fluye en la red eléctrica; una tasa de cambio de frecuencia; un periodo de corriente o tensión alterna.

15 En algunas formas de realización, dicha característica de frecuencia medida comprende una variación de tiempo en la frecuencia asociada con dicha señal modulada.

En algunas formas de realización, dicha característica de respuesta de frecuencia comprende una característica de inercia.

20 En algunas formas de realización, dicha característica de inercia comprende al menos uno de entre un tiempo de subida y un tiempo de caída asociados con dicha señal modulada en frecuencia.

25 En algunas formas de realización, dicha característica de respuesta de frecuencia comprende una característica relacionada con una magnitud de variación en la frecuencia de red por cambio de unidad en el balance de potencia.

En algunas formas de realización, el primer grupo de unidades de potencia es un grupo distribuido de unidades de potencia, y hay un método que comprende:

30 modular el flujo de potencia hacia y/o desde cada uno del primer grupo de unidades de potencia de acuerdo con un patrón de control, de manera que el consumo y/o suministro de potencia por la pluralidad de unidades de potencia se coordina para proporcionar una señal modulada en frecuencia colectiva, que tiene una característica de frecuencia colectiva, que es detectable por el sistema de medición.

35 La modulación del flujo de potencia hacia y/o desde cada una de la pluralidad de unidades de potencia de acuerdo con un patrón de control permite un método de comunicación colectiva al sistema de medición por una hasta todas las unidades de potencia capaces de modular el flujo de potencia conectado a la red eléctrica. Esto puede ser ventajoso cuando se usan unidades de potencia que consumen pequeñas cantidades de potencia, que individualmente no pueden producir una señal modulada en frecuencia lo suficientemente fuerte como para que el sistema de medición pueda detectarla sobre otras señales o ruido de red, pero que cuando se coordina puede
40 producir colectivamente una señal modulada en frecuencia lo suficientemente fuerte como para detectarla en un punto deseado de la red eléctrica. De esta manera, se puede aumentar el número de localidades en las que se pueden determinar las características de respuesta de frecuencia.

45 En algunas formas de realización, se envía una señal que especifica dicho patrón de control a cada unidad de potencia del primer grupo de unidades de potencia.

En algunas formas de realización, el patrón de control comprende un patrón de repetición, y la potencia hacia y/o desde el primer grupo de una o más unidades de potencia continuamente de acuerdo con el patrón de repetición.

50 El patrón de control que comprende un patrón de repetición puede ser ventajoso para la provisión de múltiples oportunidades para que el sistema de medición mida las características del patrón de flujo de potencia, y para promediar patrones de flujo de potencia idénticos sucesivos por el sistema de medición para permitir, por ejemplo, una mayor precisión en la determinación de la inercia en la red eléctrica.

55 En algunas formas de realización, la potencia hacia y/o desde el primer grupo de una o más unidades de potencia se controla de forma intermitente de acuerdo con el patrón de control.

El control intermitente puede ser ventajoso para fines de ahorro de energía, permitiendo que las unidades de potencia, por ejemplo, permanezcan apagadas cuando no sean necesarias. Esto también puede ser ventajoso para

la codificación de datos en el patrón de control de flujo de potencia y, por lo tanto, para comunicar datos al sistema de medición por medio del patrón de flujo de potencia resultante en la red eléctrica.

En algunas formas de realización, se proporciona un método en el que dicha señal modulada colectiva incluye un 5 identificador que identifica dicho grupo de unidades de potencia, comprendiendo el método:

10 acceder a una base de datos que almacena uno o más identificadores, cada uno asociado con dicho primer grupo de una o más unidades de potencia; y
 10 determinar una correspondencia entre el identificador incluido en la señal modulada colectiva y uno o más de los identificadores almacenados en la base de datos, identificando de este modo dicho primer grupo de una o más unidades de potencia.

En algunas formas de realización, cada identificador almacenado en la base de datos está asociado con al menos un área de la red eléctrica, y el método comprende determinar un área con la cual la característica de respuesta de 15 frecuencia determinada está asociada en base a la correspondencia del identificador determinado.

En algunas formas de realización, se proporciona un método en el que la red eléctrica está conectada a un segundo grupo de una o más unidades de potencia dispuestas para consumir potencia y/o suministrar potencia a la red eléctrica, comprendiendo el método:

20 determinar, sobre la base de la característica de respuesta de frecuencia determinada, uno o más parámetros para su uso al desencadenar un cambio en el consumo y/o suministro de potencia por el segundo grupo de una o más unidades de potencia; y
 25 transmitir dichos uno o más parámetros para su recepción en dicho segundo grupo de unidades de potencia.

En algunas formas de realización, se proporciona un método que comprende:

30 recibir, en el segundo grupo de unidades de potencia, dicho uno o más parámetros;
 30 derivar, sobre la base de los parámetros recibidos, una condición de activación;
 30 determinar, basándose en una característica de frecuencia medida de la energía eléctrica que fluye en la red localmente a un segundo grupo de unidades de potencia, si se cumple la condición de activación; y
 35 en respuesta a una determinación de que se cumple la condición de activación, cambiar un flujo de potencia hacia y/o desde el segundo grupo de unidades de potencia.

La activación de un cambio en el consumo y/o el suministro de energía por parte de las unidades de potencia puede ser útil para limitar el impacto de un cambio en el flujo de potencia en otra parte de la red en la frecuencia de red. La incorporación de características de respuesta de frecuencia en la derivación de parámetros de activación es 40 ventajosa, ya que las características de respuesta de frecuencia proporcionan información relacionada, por ejemplo, con la tasa de cambio de la frecuencia de red en respuesta a un cambio en el flujo de potencia. Por lo tanto, los parámetros de activación para las unidades de potencia se pueden adaptar para proporcionar, por ejemplo, una respuesta relativamente temprana en el caso de que la inercia de la red local, por ejemplo, sea relativamente baja, y una respuesta relativamente tardía en los casos en que la inercia de la red local, por ejemplo, sea relativamente alta. Esta es una disposición ventajosa, ya que evita tanto las respuestas que son demasiado tardías, por ejemplo, en 45 entornos de baja inercia, que pueden provocar un desfase de frecuencia de red inaceptable, así como las respuestas que son demasiado tempranas para los entornos de alta inercia, por ejemplo, que podrían causar una interrupción innecesaria con respecto al uso de las unidades de potencia. De manera similar, la incorporación de características de rigidez, por ejemplo, en la derivación de los parámetros de activación, es ventajosa ya que, por ejemplo, proporciona una indicación de la magnitud probable del cambio de característica de frecuencia medido para 50 un cambio de balance de potencia probable dado.

En algunas formas de realización, se proporciona un método que comprende:

55 definir, en el sistema de medición, una primera serie de valores asociados con la característica de frecuencia durante un primer periodo de tiempo, y una segunda serie de valores asociados con la característica de frecuencia durante un segundo periodo de tiempo posterior;
 55 determinar, en el sistema de medición, una primera función polinómica que tiene un primer conjunto de coeficientes sobre la base de dicha primera serie de valores, y una segunda función polinómica que tiene un segundo conjunto de coeficientes sobre la base de dicha segunda serie de valores; y

determinar, en el sistema de medición, si la condición de activación se cumple sobre la base de una diferencia entre el primer conjunto de coeficientes y el segundo conjunto de coeficientes.

En algunas formas de realización, se proporciona un método en el que la red eléctrica está conectada a un segundo grupo de una o más unidades de potencia dispuestas para consumir potencia y/o suministrar potencia a la red eléctrica, comprendiendo el método:

10 determinar, basándose en la característica de respuesta de frecuencia determinada asociada a un área asociada con el segundo grupo de unidades de potencia, uno o más parámetros para su uso en la activación de un cambio en el consumo y/o suministro de potencia por el segundo grupo de una o más unidades de potencia;

15 derivar una condición de activación sobre la base de la característica de respuesta de frecuencia medida; medir, en un área asociada con el segundo grupo de unidades de potencia, una característica de frecuencia relacionada con la frecuencia de la electricidad que fluye en la red eléctrica;

20 comunicar la característica de frecuencia medida que se mide en el área asociada con el segundo grupo de unidades de potencia al sistema de medición; determinar, basándose en la característica de frecuencia medida comunicada, si se cumple la condición de activación; y

en respuesta a una determinación de que se cumple la condición de activación, enviar una solicitud al segundo grupo de unidades de potencia para cambiar un flujo de potencia hacia y/o desde el segundo grupo de unidades de potencia.

La forma de realización anterior permitiría determinar si la condición de activación se cumple o no, por ejemplo, se realizará en un centro de control central que da servicio a una parte o a toda la red eléctrica. Esto puede ser ventajoso ya que permitiría un control centralizado de la activación, una anulación centralizada de la activación, un medio para centralizar el control del flujo de potencia en las unidades de potencia, y también podría permitir un método más rentable de determinación de la condición de activación en comparación con métodos de la técnica anterior que requieren aparatos para estas funciones en cada dispositivo.

30 En algunas formas de realización, el segundo grupo de unidades de potencia es el mismo que el primer grupo de unidades de potencia.

En algunas formas de realización, la modulación de potencia comprende la modulación de al menos una de potencia real y potencia reactiva.

35 De acuerdo con un segundo aspecto de la presente invención, se proporciona un sistema de medición para determinar una característica de respuesta de frecuencia dentro de un área síncrona de una red eléctrica, en el que la electricidad fluye en la red de acuerdo con una frecuencia de red, y la red eléctrica está conectada a un grupo de una o más unidades de potencia dispuestas cada una para consumir energía eléctrica de y/o proporcionar energía eléctrica a la red eléctrica, de modo que un cambio en el suministro de potencia y/o el consumo por dicha unidad de potencia da como resultado un cambio en el flujo de potencia en la red, en el que el flujo de potencia hacia y/o desde cada una de las unidades de potencia se modula sobre la base de una secuencia de señales de control, modulando de este modo la frecuencia de red para proporcionar una señal modulada en frecuencia, estando dispuesto el sistema de medición para:

45 medir una característica de frecuencia relacionada con una frecuencia de la electricidad que fluye en la red eléctrica;

50 acceder a una base de datos que almacena datos relacionados con las características de potencia de dichas una o más unidades de potencia y determinar, en base a las mismas, una característica relacionada con dicha modulación de flujo de potencia; y

55 determinar una característica de respuesta de frecuencia asociada con al menos un área de dicha red eléctrica sobre la base de la característica de frecuencia medida y dicha característica de modulación de flujo de potencia determinada;

caracterizado por que el sistema de medición está dispuesto de tal manera que la determinación de la característica relacionada con dicha modulación del flujo de potencia comprende:

determinar una correspondencia entre un identificador incluido en la señal modulada en frecuencia y uno o más identificadores almacenados en la base de datos, identificando de este modo el primer grupo de una o más unidades de potencia; y

establecer una característica de modulación de flujo de potencia asociada con el primer grupo identificado

de una o más unidades de potencia.

En algunas formas de realización, el segundo aspecto de la invención incluye características correspondientes a todas las características asociadas con las diversas formas de realización enumeradas anteriormente en relación con el primer aspecto de la invención.

Otras características y ventajas de la invención se harán evidentes a partir de la siguiente descripción de las formas de realización preferidas de la invención, dadas solo a modo de ejemplo, que se hace con referencia a los dibujos adjuntos.

10

Breve descripción de los dibujos

La Figura 1 es un diagrama esquemático que ilustra una red eléctrica síncrona en la que se puede implementar la invención;

15

la Figura 2a es un diagrama esquemático que ilustra un dispositivo de modulación de frecuencia;

la Figura 2b es un diagrama que ilustra la relación entre el balance de generación/consumo de potencia modulada y la modulación de frecuencia de red resultante en una red eléctrica;

la Figura 3 es un diagrama esquemático que ilustra un dispositivo de medición;

20

la Figura 4a es un gráfico que muestra una señal modulada en potencia de onda cuadrada ejemplar;

la Figura 4b es un gráfico que muestra una señal modulada en frecuencia en una región de baja inercia de una red eléctrica;

la Figura 4c es un gráfico que muestra una señal modulada en frecuencia en una región de media inercia de una red eléctrica;

25

la Figura 4d es un gráfico que muestra una señal modulada en frecuencia en una región de alta inercia de una red eléctrica;

la Figura 5 es un diagrama esquemático que ilustra un método y un aparato de ejemplo para determinar las características de respuesta de frecuencia en un área de una red.

la Figura 6a es un diagrama que ilustra una serie de intervalos definidos para una característica de frecuencia medida;

30

la Figura 6b es un diagrama que ilustra una característica de frecuencia medida que se puede ajustar con una función polinómica;

la Figura 6c es un diagrama que ilustra una característica de frecuencia medida que se puede ajustar con una función polinómica;

35 En algunas formas de realización, la primera y segunda funciones polinómicas son funciones polinómicas de segundo orden.

En algunas formas de realización, el evento de cambio de frecuencia se identifica sobre la base de un valor de al menos un coeficiente del segundo conjunto de coeficientes que difiere de un coeficiente correspondiente en el primer conjunto de coeficientes en más de una cantidad predeterminada.

40

En algunas formas de realización, el dispositivo de control de potencia está dispuesto para medir dicha serie de valores de acuerdo con una técnica de extrapolación polinómica y/o una técnica de extrapolación cónica.

45 En algunas formas de realización, el dispositivo de control de potencia comprende una instrumentación de medición de fasores dispuesta para medir dicha característica de frecuencia medida sobre la base de una medición de fasores.

En algunas formas de realización, la instrumentación de medición de fasores está dispuesta para medir una fase asociada con un vector de tensión medido en la red eléctrica con referencia a una referencia de tiempo absoluta.

50

En algunas formas de realización, la característica de frecuencia medida incluye uno o más de: una frecuencia de tensión alterna, una frecuencia de corriente alterna, una frecuencia de potencia que fluye en la red eléctrica; una tasa de cambio de frecuencia; y un periodo de corriente alterna.

55

En algunas formas de realización, el dispositivo de control de potencia está dispuesto para recibir una señal, indicando dicha señal un periodo de tiempo durante el cual se puede controlar el flujo de potencia.

En algunas formas de realización, la modulación de potencia comprende la modulación de al menos una de potencia

real y potencia reactiva.

De acuerdo con un cuarto aspecto de la presente invención, se proporciona un sistema para responder a los cambios de frecuencia en una red eléctrica, comprendiendo el sistema:

- 5 una pluralidad distribuida de dispositivos de control de potencia, cada uno de los cuales controla una unidad de potencia respectiva conectada a la red eléctrica; y
un sistema de medición para transmitir uno o más parámetros de activación a cada uno de la pluralidad de dispositivos de control de potencia distribuidos. En algunas formas de realización, el sistema de medición
10 está dispuesto para:
definir, una pluralidad de grupos de dispositivos de control de potencia de dicha pluralidad distribuida de dispositivos de control de potencia;
asignar diferentes condiciones de activación respectivas a cada uno de la pluralidad de grupos; y
transmitir, a cada uno de los dispositivos de control de potencia, una condición de activación asignada al
15 grupo al que está asignada.

En algunas formas de realización, el sistema de medición está dispuesto para:

- 20 acceder a una base de datos de unidades de potencia que almacena información de perfil relacionada con el consumo y/o suministro de energía por parte de las unidades de potencia asociadas con los dispositivos de control de potencia; y
definir dicha pluralidad de grupos en base a la información de perfil de acceso. En algunas formas de realización, el sistema de medición está dispuesto para: recibir datos indicativos de una función polinómica representativa de una característica de frecuencia medida;
25 extrapolar, en función de dicha función polinómica, futuros valores esperados asociados con la característica de frecuencia medida; y
determinar, sobre la base de los valores esperados futuros extrapolados, un requisito de flujo de potencia esperado para responder al evento de cambio de frecuencia.
30 La previsión de una característica de frecuencia proporcionada en la forma de realización anterior es ventajosa, ya que permite más tiempo para organizar una respuesta eficiente a un cambio en la característica de frecuencia que puede dar como resultado que se satisfaga una condición de activación. Esta previsión también es ventajosa, ya que proporciona un medio para compensar un cambio en la característica de frecuencia que probablemente ocurra en un futuro próximo, en lugar de compensar los cambios que ya han ocurrido, lo que permite un control más estricto de la
35 característica de frecuencia.

En algunas formas de realización, el sistema de medición está dispuesto para:

- 40 acceder a una base de datos de unidades de potencia que comprende información de perfil relacionada con el consumo y/o suministro de potencia por parte de las unidades de potencia;
definir, sobre la base del requisito de flujo de potencia esperado y dicha información de perfil, uno o más grupos de una o más unidades de potencia para responder al evento de cambio de frecuencia.

- 45 En algunas formas de realización, el sistema de medición está dispuesto para transmitir una o más solicitudes, para la recepción en los dispositivos de control de potencia de los grupos definidos, para controlar el consumo y/o suministro de energía eléctrica por las unidades de potencia asociadas con los dispositivos de control de potencia, variando de este modo un consumo neto de energía eléctrica en dicha zona.

- 50 De acuerdo con un quinto aspecto de la presente invención, se proporciona un dispositivo de control de potencia para su uso con una o más unidades de potencia asociadas para proporcionar una respuesta a los cambios en la frecuencia de la electricidad que fluye en una red eléctrica, en la que la electricidad fluye en la red eléctrica de acuerdo con una frecuencia de red, comprendiendo el dispositivo de control de potencia un dispositivo de medición de frecuencia y estando dispuesto para:

- 55 monitorizar, utilizando dicho dispositivo de medición de frecuencia, cambios en dicha frecuencia de red en el dispositivo de control de potencia;
basándose, al menos en parte, en dicha monitorización, determinar una condición de activación;
determinar, basándose en una característica de frecuencia medida de la energía eléctrica que fluye en la red, si se cumple la condición de activación; y

en respuesta a la determinación de que se cumple la condición de activación, cambiar el flujo de potencia hacia y/o desde la unidad de potencia.

En algunas formas de realización, el dispositivo de control de potencia está dispuesto, en respuesta a la
5 característica de frecuencia medida que cruza un valor umbral, para:

llevar a cabo un análisis de la característica de frecuencia medida en los momentos que preceden al cruce
de dicho valor umbral; y
determinar dicha condición de activación, al menos en parte, sobre la base de dicho análisis.

10

En algunas formas de realización, el dispositivo de control de potencia está dispuesto para:

monitorizar, utilizando dicho dispositivo de medición de frecuencia, cambios en la frecuencia de red en el
dispositivo de control de potencia después de la derivación de dicha condición de activación, y
15 basándose en la monitorización posterior, derivar una condición de activación actualizada.

15

En algunas formas de realización, la derivación de la condición de activación actualizada se basa, en parte, en dicha
primera condición de activación.

20 En las formas de realización anteriores, el dispositivo es capaz de controlar el flujo de potencia basándose en una
condición de activación que él mismo ha derivado. Este dispositivo sería ventajoso, por ejemplo, en áreas de la red
eléctrica que pueden no tener acceso a las redes de comunicación, o en los casos en que el comando a través de
estas redes no es rentable.

25 Otras características y ventajas de la invención se harán evidentes a partir de la siguiente descripción de las formas
de realización preferidas de la invención, dadas solo a modo de ejemplo, que se hace con referencia a los dibujos
adjuntos.

Breve descripción de los dibujos

30

La Figura 1 es un diagrama esquemático que ilustra una red eléctrica síncrona en la que se puede
implementar la invención;

la Figura 2a es un diagrama esquemático que ilustra un dispositivo de modulación de frecuencia;

35

la Figura 2b es un diagrama que ilustra la relación entre el balance de generación/consumo de potencia
modulada y la modulación de frecuencia de red resultante en una red eléctrica;

la Figura 3 es un diagrama esquemático que ilustra un dispositivo de medición;

la Figura 4a es un gráfico que muestra una señal modulada en potencia de onda cuadrada ejemplar;

la Figura 4b es un gráfico que muestra una señal modulada en frecuencia en una región de baja inercia de
una red eléctrica;

40

la Figura 4c es un gráfico que muestra una señal modulada en frecuencia en una región de media inercia de
una red eléctrica;

la Figura 4d es un gráfico que muestra una señal modulada en frecuencia en una región de alta inercia de
una red eléctrica;

45

la Figura 5 es un diagrama esquemático que ilustra un método y un aparato de ejemplo para determinar las
características de respuesta de frecuencia en un área de una red.

la Figura 6a es un diagrama que ilustra una serie de intervalos definidos para una característica de
frecuencia medida;

la Figura 6b es un diagrama que ilustra una característica de frecuencia medida que se puede ajustar con
una función polinómica;

50

la Figura 6c es un diagrama que ilustra una característica de frecuencia medida que se puede ajustar con
una función polinómica;

la Figura 6d es un diagrama que ilustra una característica de frecuencia medida que se puede ajustar con
una función polinómica;

55

la Figura 6e es un diagrama que ilustra una característica de frecuencia medida que se puede ajustar con
una función polinómica;

la Figura 6f es un diagrama que ilustra una característica de frecuencia medida que se puede ajustar con
una función polinómica;

la Figura 7 es un gráfico que muestra un cambio en la frecuencia en tres regiones ejemplares en respuesta
a un cambio repentino en el balance de red; y

la Figura 8 es un diagrama esquemático que ilustra un dispositivo de control de potencia.

Descripción detallada

- 5 El suministro de electricidad a proveedores, tales como centrales eléctricas, a consumidores, tales como hogares domésticos y empresas, típicamente tiene lugar a través de una red de distribución de electricidad o red eléctrica. La Figura 1 muestra una red eléctrica ejemplar 100, en la que se pueden implementar formas de realización de la presente invención, que comprenden una red de transmisión 102 y una red de distribución 104.
- 10 La red de transmisión 102 está conectada a los generadores de potencia 106, que pueden ser centrales nucleares o centrales de gas, por ejemplo, desde las cuales transmite grandes cantidades de energía eléctrica a tensiones muy altas (típicamente del orden de cientos de kV), a través de líneas eléctricas tales como líneas eléctricas aéreas, a la red de distribución 104.
- 15 La red de transmisión 102 está conectada 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.

La red de distribución 104 está conectada a través de subestaciones 110 que comprenden transformadores adicionales para la conversión a tensiones aún más bajas a redes locales que proporcionan energía eléctrica a dispositivos que consumen energía conectados a la red eléctrica 100. Las redes locales pueden incluir redes de consumidores domésticos, tal como una red de la ciudad 112, que suministran energía a electrodomésticos dentro de residencias privadas 113 que consumen una cantidad relativamente pequeña de potencia en el orden de unos pocos kW. Las residencias privadas 113 también pueden usar dispositivos fotovoltaicos 117 para proporcionar cantidades relativamente pequeñas de potencia para el consumo por parte de los aparatos en la residencia o para suministrar potencia a la red. Las redes locales también pueden incluir instalaciones industriales tal como una fábrica 114, en las que los aparatos más grandes que operan en las instalaciones industriales consumen mayores cantidades de potencia en el orden de varios kW a MW. Las redes locales también pueden incluir redes de generadores de energía más pequeños, tal como parques eólicos 116, que proporcionan potencia a la red eléctrica.

20

25

30 Aunque, para fines de concisión, en la Figura 1 solamente se muestran una red de transmisión 102 y una red de distribución 104, en la práctica una red de transmisión típica 102 suministra potencia a múltiples redes de distribución 104 y una red de transmisión 102 también puede estar interconectada a una o más redes de transmisión diferentes 102.

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

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

45

La red eléctrica 100 también incluye uno o más dispositivos para su uso en la modulación de una frecuencia operativa de la red eléctrica 100 (denominados en el presente documento "dispositivos de modulación de frecuencia" 118) y un sistema de medición en forma de un dispositivo de medición 120 dispuesto para medir una característica relacionada con la frecuencia operativa de la red (en lo sucesivo en el presente documento, la frecuencia de red).

50

Cada dispositivo de modulación de frecuencia 118 está asociado con una unidad de potencia 119 (que puede consumir potencia o proporcionar potencia a la red eléctrica 100) o un grupo de unidades de potencia 119 y se dispone para modular el flujo de potencia hacia y/o desde la unidad de potencia 119 o el grupo de unidades de potencia 119 como se describe a continuación con referencia a la Figura 2a. Los dispositivos de modulación de frecuencia 118 pueden proporcionarse por separado a, y/o instalarse en las unidades de potencia 119. Las unidades de potencia 119 pueden incluir generadores de potencia 106, electrodomésticos en instalaciones residenciales 113 o

55

instalaciones industriales 114 y/o generadores de potencia a pequeña escala, tales como turbinas eólicas 116 o paneles solares 117. Puede ser ventajoso en este contexto que las unidades de potencia 119 tengan una inercia baja para permitir la modulación eficaz del flujo de potencia.

- 5 El uno o más dispositivos de modulación de frecuencia 118 pueden ubicarse en las unidades de potencia 119 en la red de distribución 104 o en la red de transmisión 102, o en cualquier otra ubicación de la red eléctrica 100. Los dispositivos de modulación de frecuencia 118 funcionan con las unidades de potencia 119 para transmitir secuencias de código dentro de la red eléctrica 100. Aunque, por simplicidad, solo se muestran siete dispositivos de modulación de frecuencia 118 en la Figura 1, se entenderá que, en la práctica, la red eléctrica 100 puede comprender cientos o
- 10 miles de tales dispositivos, dependiendo de la capacidad de las unidades de potencia 119 con las que están asociados los dispositivos de modulación de frecuencia 118. Además, se entenderá que, aunque, por razones de simplicidad, solo se muestra un dispositivo de medición 120 en la Figura 1, en la práctica, los dispositivos de medición múltiples 120 pueden operar en la misma red eléctrica síncrona 100. Cuando los dispositivos de modulación de frecuencia 118 están asociados con unidades de potencia de gran capacidad 119 (tal como una
- 15 unidad de potencia en un local industrial), solo puede haber un pequeño número de dispositivos de modulación de frecuencia 118 en la red eléctrica 100. En algunas formas de realización, solo puede haber un dispositivo de modulación de frecuencia 118 en la red eléctrica 100.

Los dispositivos de modulación de frecuencia 118 pueden distribuirse entre un número relativamente grande de

20 unidades de potencia de menor capacidad 119 (proporcionando cada una, por ejemplo, unos pocos W a decenas de kW, de modo que la contribución a la modulación de frecuencia de cada unidad de potencia 119 es más pequeña, pero, por lo tanto, una señal de modulación de frecuencia combinada tiene la misma potencia que una sola unidad de potencia mayor 119. La distribución de los dispositivos de modulación de frecuencia 118 tiene la ventaja de que la conmutación de cargas más pequeñas se puede llevar a cabo sin la necesidad de un costoso aparato de

25 conmutación de potencia (en su lugar, la conmutación se puede llevar a cabo con conmutadores basados en semiconductores, por ejemplo, que pueden ser producidos en masa), y la conmutación de cargas más pequeñas solo introduce una cantidad relativamente pequeña de ruido de tensión en el entorno de la red local, de manera que, por ejemplo, la tensión de alimentación se mantiene dentro de los límites.

30 Típicamente, la carga modulada total requerida para transmitir una señal modulada en frecuencia a través de la red eléctrica 100 depende del esquema de codificación particular utilizado para transmitir información como se describe a continuación. Los diferentes esquemas de codificación dan como resultado diferentes cantidades de ganancia en el dispositivo de medición 120 y, por lo tanto, la potencia requerida para la modulación puede variar significativamente, por ejemplo, de W a MW.

35 Los dispositivos de modulación de frecuencia 118 modulan cada uno el flujo de potencia hacia y/o desde las respectivas unidades de potencia asociadas 119. Cuando hay más de un dispositivo de modulación de frecuencia, cada uno de los uno o más dispositivos de modulación de frecuencia 118 puede sincronizarse con cada uno de los otros dispositivos de modulación de frecuencia 118 y disponerse para modular el flujo de potencia de acuerdo con

40 un patrón de control de tal forma que los dispositivos de modulación de frecuencia 118 provocan una modulación colectiva del flujo de potencia en la red eléctrica 100. Es decir, los dispositivos de modulación de frecuencia 118 causan colectivamente un cambio modulado en el equilibrio de potencia en la red eléctrica 100, siendo el cambio en el equilibrio de potencia el efecto combinado del flujo de potencia modulado hacia/desde cada uno de las unidades de potencia 119 que tienen un dispositivo de modulación de frecuencia asociado 118.

45 Los dispositivos de modulación de frecuencia 118 pueden estar dispuestos para modular un flujo de potencia reactiva hacia y/o desde sus unidades de potencia asociadas 119. Por ejemplo, los dispositivos de modulación de frecuencia 118 pueden incluir inversores para modificar una contribución de potencia reactiva de sus unidades de potencia asociadas 119. La modulación de la contribución de potencia reactiva de las unidades de potencia provoca

50 una modulación local de la eficiencia de la red eléctrica 100 con una modulación correspondiente de la potencia real disponible. A su vez, esto causa una modulación del balance de red que, como se ha descrito anteriormente, provoca una modulación de la frecuencia de red.

En ciertas formas de realización, los dispositivos de modulación de frecuencia 118 pueden estar dispuestos para

55 modular solo potencia real, solo potencia reactiva, o tanto potencia real como reactiva.

La Figura 2a muestra una disposición ejemplar de un dispositivo de modulación de frecuencia 118. El dispositivo de modulación de frecuencia 118 forma una interfaz entre la red eléctrica 100 y una o más unidades de potencia 119 y opera con la una o más unidades de potencia 119 para propagar una señal modulada en frecuencia dentro de la red

eléctrica 100. El dispositivo de modulación de frecuencia 118 comprende una interfaz de entrada/salida (E/S) 202, un almacén de datos 204, un procesador 206, un modulador 208 y un reloj 210.

El dispositivo de modulación de frecuencia 118 está dispuesto para recibir datos desde un controlador a través de la interfaz de E/S 202. El controlador puede ser parte del dispositivo de medición 120. Como alternativa, el controlador puede no estar conectado directamente a la red eléctrica 100, sino que, en su lugar, los datos pueden recibirse a través de la interfaz de E/S 202. La interfaz de E/S 202 está dispuesta para recibir información a través de una red de comunicaciones fija o inalámbrica, que puede incluir uno o más de un Sistema Global para Comunicaciones Móviles (GSM), Sistema de Telecomunicaciones Móviles Universales (UMTS), Evolución a Largo Plazo (LTE), acceso inalámbrico fijo (tal como IEEE 802.16 WiMax), y redes inalámbricas (tal como IEEE 802.11 WiFi).

La información recibida a través de la interfaz de E/S 202 puede almacenarse en el almacén de datos 204. La información almacenada en el almacén de datos 204 puede incluir representaciones de una secuencia de control de acuerdo con la cual la frecuencia de red debe modularse por el dispositivo de modulación de frecuencia 118 (denominadas en el presente documento "códigos"). Los códigos pueden representar señales de control para controlar el modulador 208 de acuerdo con un patrón de control predefinido.

El procesador 206 está dispuesto para recuperar los códigos del almacén de datos 204 y generar señales de control para controlar el modulador 208. El procesador 206 accede al almacén de datos 204, recupera un código y, basándose en el código, genera señales de control y envía estas señales de control al modulador 208 para controlar el flujo de potencia hacia/desde una unidad de potencia 119. Las señales de control pueden estar en forma de un patrón de bits de una señal que se propagará en la red eléctrica 100. El código típicamente define un patrón de señales de control variable en el tiempo proporcionado con referencia al reloj 210. El reloj 210 puede sincronizarse con los relojes de otros dispositivos de modulación de frecuencia 118 para que cada uno del dispositivo de modulación de frecuencia 118 conectado a la red eléctrica 100 esté sincronizado entre sí con cada otro dispositivo de modulación de frecuencia 118. Esto permite que la propagación de señales moduladas en frecuencia se inicie en cada dispositivo de modulación de frecuencia 118 al mismo tiempo. La sincronización del reloj 210 puede realizarse sobre la base de una señal de sincronización recibida a través de la interfaz (E/S) 206, o por cualquier otro medio.

El modulador 208 está dispuesto para modular el flujo de potencia hacia/desde una unidad de potencia 119 en respuesta a las señales de control generadas por el procesador 206. El modulador 208 puede comprender un conmutador para conectar/desconectar la unidad de potencia 119 hacia/desde la red eléctrica 100 y/o cualquier medio eléctrico o electrónico que permita modular el flujo de potencia hacia/desde la unidad de potencia 119. Por ejemplo, la unidad de potencia 119 puede no necesariamente estar completamente apagada durante la modulación, sino que puede estar modulada entre los puntos de ajuste del consumo y/o suministro de potencia. El modulador 208 puede ser un atenuador o algún otro medio para alterar el consumo/suministro de potencia por la unidad de potencia 119 (por ejemplo, cargadores basados en inversor para vehículos eléctricos y/u otros dispositivos eléctricos, inversores de conexión a la red para generadores fotovoltaicos, combinados generadores de combinación de calor y potencia (CHP), o generadores eólicos).

La modulación del balance de potencia de red induce una modulación en la frecuencia de red que en una red eléctrica síncrona es la misma en toda la red eléctrica.

Por ejemplo, considerando la Figura 4b, que representa una red eléctrica de menos inercia teórica, en el punto A, la red eléctrica 100 está equilibrada (es decir, la demanda total de potencia eléctrica es aproximadamente igual a la cantidad total de potencia generada o proporcionada a la red eléctrica 100) y la frecuencia de red es estable, por ejemplo, a 50 Hz. En el punto B, el balance de potencia de red se desfasa de tal manera que hay un consumo excesivo desde el punto B al punto C. Esto da como resultado una caída correspondiente en la frecuencia de red en el punto B', que se mantiene hasta el punto C'. En el punto C, el balance de potencia de red se desfasa de tal manera que hay un exceso de generación en el punto D, que se mantiene hasta el punto E. Esto da como resultado un aumento correspondiente en la frecuencia de red entre los puntos C' y D', que se mantiene desde el punto D' hasta el punto E'. El grado en que la frecuencia de red cambia en respuesta a un cambio dado en el balance de potencia de red se caracteriza por la rigidez de la red, y se representa como el gradiente de la línea recta en el gráfico de la Figura 2b. Es decir, por ejemplo, en la Figura 2b, una red relativamente rígida tendría una línea con un gradiente relativamente pequeño, de modo que un cambio de balance de potencia de red relativamente grande solo daría lugar a un cambio de frecuencia de red relativamente pequeño. Cabe señalar que, aunque la relación entre el cambio de frecuencia de red y el cambio de balance de potencia de red es generalmente monótona, puede apartarse de la linealidad como se muestra en la Figura 2b, y puede tener, por ejemplo, cierta curvatura, en algunos momentos.

Típicamente, el mantenimiento de la frecuencia de red aumentada entre, por ejemplo, los puntos D' y E' depende de una frecuencia de modulación (es decir, la frecuencia a la que se modula el flujo de potencia). En particular, el aumento de la frecuencia de la red se puede mantener cuando el periodo de modulación (el inverso de la frecuencia de modulación) es menor que un tiempo de reacción característico para la corrección automática y/o para que el operador de red reaccione a los cambios en el balance de potencia de red. En formas de realización en las que el flujo de potencia se modula relativamente rápido, los mecanismos de compensación de balance de potencia empleados automáticamente y/o por el operador de red no pueden reaccionar lo suficientemente rápido para contrarrestar la modulación, mientras que cuando el flujo de potencia se modula de forma relativamente lenta, los mecanismos de compensación del balance de potencia pueden comenzar a degradar el efecto de la modulación pretendida por la compensación de la neutralización del mecanismo.

Típicamente, la amplitud de la modulación de la frecuencia de red está en el rango de μHz hasta varios mHz , y, por lo tanto, no excede los límites acordados dentro de los cuales los operadores de la red deben mantener la frecuencia de la red (la frecuencia nominal del sistema) y no hace que el operador de red inicie ninguna medida manual o automática de compensación de la red en respuesta a la modulación. Además, la modulación de la frecuencia de red a una velocidad menor que la frecuencia de red evita la atenuación de la señal modulada en frecuencia por los transformadores 108, 110 en la red eléctrica 100.

El modulador 208 está típicamente dispuesto para modular el flujo de potencia hacia/desde la unidad de potencia 119 a una frecuencia de modulación típicamente de hasta 10 Hz (aunque, de nuevo, esto depende de la naturaleza de cada red eléctrica). En algunas formas de realización, el flujo de potencia hacia y/o desde una unidad de potencia 119 se modula a una frecuencia de modulación de menos de la mitad de la frecuencia de red predefinida. En algunas formas de realización, el flujo de potencia se modula a una frecuencia de modulación inferior a un cuarto de la frecuencia de red predefinida. En algunas formas de realización, el flujo de potencia se modula a una frecuencia de modulación inferior a un décimo de la frecuencia de red predefinida.

En este rango de frecuencia, es posible la conmutación de cargas moderadamente altas. Debido a que el modulador 208 modula el flujo de potencia hacia/desde la unidad de potencia 119 a una frecuencia menor que la frecuencia de red, la señal modulada no se inhibe por la infraestructura de la red eléctrica 100, como tampoco lo estaría una energía eléctrica de CA no modulada. Esto elimina la necesidad de proporcionar una ruta de comunicaciones adicional alrededor de dispositivos tales como los transformadores 108, 110, como lo requieren los sistemas de comunicaciones de línea eléctrica que superponen una señal de alta frecuencia (100 Hz hasta MHz) en la frecuencia del sistema base (por ejemplo, 50 Hz).

Debe observarse que puede ser ventajoso modular el flujo de potencia hacia/desde una unidad de potencia en un cruce de cero de la forma de onda de CA. Por ejemplo, en el caso de que la modulación comprenda encender y apagar el flujo de potencia hacia/desde el dispositivo, las transiciones entre encendido y apagado pueden realizarse en el punto de cruce de cero. Esto minimiza la generación de armónicos no deseados distribuidos posteriormente en la red eléctrica, y por lo tanto minimiza el ruido innecesario de la red debido a la modulación.

Aunque el dispositivo de modulación de frecuencia 118 se muestra en la Figura 2a como separado de la unidad de potencia 119, se entenderá que, en algunas formas de realización, el dispositivo de modulación de frecuencia 118 puede ser integral a la unidad de potencia 119.

Debe observarse que, aunque los códigos se han descrito anteriormente como almacenados en el almacén de datos 204 del dispositivo de modulación de frecuencia 118, en algunas formas de realización pueden almacenarse de forma remota (por ejemplo, en el controlador) y se puede acceder a ellos por el dispositivo de modulación de frecuencia 118 cuando sea necesario. Por ejemplo, los códigos pueden transmitirse al dispositivo de modulación de frecuencia 118, en cuyo caso no pueden almacenarse en el dispositivo de modulación de frecuencia 118, o almacenarse solo en un almacén de datos temporal.

La modulación del flujo de potencia por el dispositivo de modulación de frecuencia 118 provoca una modulación correspondiente de la frecuencia de la red, que es la misma en toda una red eléctrica de energía eléctrica síncrona dada 100.

Como se explica a continuación con referencia a la Figura 4, la respuesta de frecuencia para una modulación de flujo de potencia dada depende de las características de respuesta de frecuencia locales al dispositivo o dispositivos de modulación de frecuencia 118 que proporcionan la modulación de potencia.

Dado que la frecuencia de la red es la misma en toda la red eléctrica 100, la frecuencia modulada también es la misma en toda la red eléctrica 100 y, por lo tanto, un dispositivo de medición 120 capaz de detectar la frecuencia de la red modulada es capaz de medir la señal de frecuencia modulada en cualquier punto en el que se pueda conectar a la red 100.

La Figura 3 es un diagrama que ilustra un dispositivo de medición ejemplar 120 configurado para medir una señal de frecuencia modulada propagada dentro de una red eléctrica 100. El dispositivo de medición 120 comprende un detector 302, un almacén de datos 304, un procesador 306, una interfaz de entrada/salida (E/S) 308 y un reloj 310.

El detector 302 puede ser cualquier dispositivo capaz de detectar o medir una característica relacionada con la frecuencia de red con suficiente precisión.

En algunas formas de realización, un periodo de tiempo relacionado con la frecuencia de red se utiliza como una medida característica de la frecuencia de red. Por ejemplo, una medición del semiciclo, que es el periodo entre los tiempos en que la tensión cruza 0 V, puede usarse como una característica relacionada con la frecuencia de red.

En algunas formas de realización, puede determinarse la frecuencia de red instantánea, correspondiente a la inversa del tiempo que lleva completar un semiciclo (o un ciclo completo). Los datos de frecuencia pueden ecualizarse y filtrarse digitalmente para eliminar componentes de frecuencia fuera de un rango conocido y deseado de frecuencias de señal. Por ejemplo, los componentes de frecuencia correspondientes a la frecuencia de red y/o los componentes de frecuencia relacionados con el ruido pueden eliminarse.

En una forma de realización, el detector 302 puede comprender un detector de tensión dispuesto para muestrear la tensión a una frecuencia más alta que la frecuencia de red y un convertidor analógico a digital dispuesto para convertir la tensión muestreada en una señal de tensión digital. Por ejemplo, el detector de tensión puede estar dispuesto para muestrear la tensión 1000 veces por ciclo. La señal de tensión digital puede luego procesarse para determinar con un alto grado de precisión (dentro del rango de μs a ms) los tiempos en que la tensión cruza 0 V.

En otra forma de realización, el detector 302 puede comprender un detector de corriente dispuesto para muestrear la corriente a una frecuencia mayor que la frecuencia de red, y un convertidor analógico a digital dispuesto para convertir la corriente muestreada en una señal de corriente digital, que después puede procesarse para determinar, con un alto grado de precisión (dentro del rango de, por ejemplo, μs a ms), los tiempos en que la corriente cruza 0 V, u otras características asociadas con la forma de onda de corriente.

En otra forma de realización más, el detector 302 puede comprender tanto un detector de tensión como un detector de corriente. La medición de los tiempos en los que tanto la tensión como la corriente cruzan 0 V permite al dispositivo de medición 120 determinar un cambio en la fase relativa de la tensión y la corriente, permitiendo de este modo que el dispositivo de medición 120 compense los cambios en la potencia reactiva en la red. Esto a su vez permite una medición más precisa de la frecuencia (o una característica relacionada con la frecuencia).

Además de, o como una alternativa a, medir la frecuencia de la red, el detector 302 puede medir una tasa de cambio de la frecuencia de la potencia que fluye en la red en función de las mediciones de tensión y/o corriente, como se describe anteriormente.

El almacén de datos 304 puede almacenar datos que indican el patrón de modulación de potencia usado por uno o más dispositivos de modulación de frecuencia 118; por ejemplo, puede indicar un patrón de onda cuadrada, como se describe a continuación en relación con las Figuras 4a a 4d. El procesador 306 puede usar el formato de patrón de datos almacenado para ayudar a la extracción de la señal modulada en frecuencia de la señal de frecuencia medida al correlacionar el formato de patrón de datos almacenado con la señal de frecuencia medida. El dispositivo de medición 120 puede incluir un correlador dispuesto para correlacionar la señal de frecuencia medida con un patrón de modulación conocido para identificar las transiciones entre los estados alto y bajo en una señal modulada de frecuencia digital. Esto permite que la señal modulada se extraiga de la frecuencia medida incluso cuando la amplitud de la señal modulada (que, como se describe anteriormente, podría ser de hasta varios mHz) es menor que el nivel de ruido en la frecuencia de red (que típicamente está en el intervalo de 10 a 200 mHz). Estos valores típicos varían significativamente de una red síncrona a otra y en una red síncrona dada a lo largo del tiempo.

El almacén de datos 304 almacena datos de identificación relacionados con una o más unidades de potencia 119, o uno o más grupos de unidades de potencia 119 (o sus dispositivos de modulación de frecuencia asociados 118).

Dichos datos de identificación, en lo sucesivo en el presente documento denominados identificadores, se utilizan para identificar la fuente de una señal modulada en frecuencia como se describe a continuación. Los identificadores corresponden a los "códigos" mencionados anteriormente; en otras palabras, los grupos de unidades de potencia 119 (o sus dispositivos de modulación de frecuencia asociados) se identifican por el patrón de modulación de frecuencia que producen.

El almacén de datos 304 también almacena datos relacionados con una o más características de potencia de las unidades de potencia cuyo consumo y/o suministro de energía eléctrica está modulado por los dispositivos de modulación de frecuencia 118, y las asociaciones entre estos datos y los identificadores mencionados anteriormente. El almacén de datos 304 también puede almacenar datos que indican un área de la red en la que se encuentran los dispositivos de modulación de frecuencia 118 (tal como un país, condado, ciudad o código postal), y asociaciones entre estos datos y los identificadores mencionados anteriormente.

El almacén de datos 304 se puede usar para almacenar datos de señal modulados en frecuencia medidos y extraídos que se han propagado dentro de la red eléctrica.

El procesador 306 puede ser cualquier procesador capaz de procesar datos relativos a una característica de frecuencia de la electricidad que fluye en la red eléctrica 100. El procesador puede incluir, pero sin limitación, uno o más de un circuito integrado de aplicación específica (ASIC), una matriz de compuertas de campo programable (FPGA), un procesador de señal digital (DSP), y un procesador programable de propósito general.

El procesador 306 está configurado para procesar los datos relacionados con la característica de frecuencia medida para determinar las características de respuesta de frecuencia dentro de un área síncrona de la red eléctrica 100. En particular, el procesador 306 está configurado para acceder al almacén de datos 304 para recuperar los datos relacionados con las características de energía de una o más unidades de potencia 119, cuyo consumo y/o suministro de energía eléctrica se modula por los dispositivos de modulación de frecuencia 118, y para determinar una característica relacionada con la modulación de flujo de potencia de una o más unidades de potencia 119. Basándose en la característica de frecuencia medida y la característica de flujo de potencia determinada, el procesador determina las características de respuesta de frecuencia asociadas con al menos un área de la red eléctrica 100.

La Figura 4a muestra una gráfica de una señal modulada en potencia ejemplar proporcionada por un dispositivo de modulación de frecuencia 118, y las Figuras 4b a 4d muestran gráficas correspondientes de señales moduladas en frecuencia para regiones de una red eléctrica síncrona que tienen cantidades de inercia baja, media y alta. En particular, la Figura 4a muestra una señal modulada de potencia de onda cuadrada que tiene un periodo constante y un ciclo de trabajo del 50%.

En cada una de las Figuras 4b a 4d, la línea de puntos representa la forma de onda de la variación en el flujo de potencia, mostrando la línea continua la variación de frecuencia correspondiente. Cabe apreciar que la red eléctrica para cada una de las Figuras 4b a 4d tiene la misma rigidez, lo que significa que, dado el tiempo suficiente, la magnitud del cambio de frecuencia en respuesta a un cambio dado en el balance de potencia sería la misma. Sin embargo, las redes de energía eléctrica representadas en estos gráficos tienen inercia variable, que es la causa de su forma variable de respuesta de frecuencia para la variación de flujo de potencia dada.

La Figura 4b muestra la variación de frecuencia resultante de la modulación de potencia en regiones de la red eléctrica que tienen una inercia relativamente baja. La señal modulada en frecuencia se corresponde estrechamente con la señal modulada en potencia.

La Figura 4c muestra la variación de frecuencia resultante de la modulación de potencia en regiones de la red eléctrica que tienen una cantidad media de inercia. La señal modulada en frecuencia se modifica en comparación con la señal modulada en potencia y, por lo tanto, corresponde menos estrechamente a la señal modulada en potencia que la de la Figura 4b. En particular, la velocidad a la que cambia la frecuencia es más lenta que la que se muestra en la Figura 4b y, por lo tanto, la señal modulada en frecuencia aparece retardada y suavizada con respecto a la señal modulada de la potencia de entrada de la Figura 4a.

La Figura 4d muestra la variación de frecuencia resultante de la modulación de potencia en regiones de la red eléctrica que tienen una inercia relativamente alta. La señal modulada en frecuencia está muy modificada en comparación con la señal modulada en potencia. En el ejemplo particular que se muestra, el grado de retardo y suavizado es tal que, en el marco de tiempo de la señal modulada en potencia, la señal modulada en frecuencia no

alcanza su valor máximo antes de que la modulación de potencia cambie a continuación.

Por lo tanto, determinando los parámetros relacionados con la forma de la señal modulada en frecuencia resultante de una unidad de potencia identificada 119 (o grupo de la misma), y comparando esto con las características conocidas de la modulación del flujo de potencia que produce la señal (como se identifica al acceder el almacén de datos 304), el dispositivo de medición 120 es capaz de determinar una inercia en el área de la red en la que se encuentra el dispositivo de potencia 119 (o grupo del mismo). Además, un análisis del alcance del cambio de frecuencia en respuesta a una señal modulada en potencia conocida también permite al dispositivo de medición determinar la rigidez de la red.

10

Usando el método de medición descrito anteriormente, un operador del sistema de red (u otra parte) puede determinar las características de respuesta de frecuencia representativas de toda la red eléctrica síncrona 100 y/o de las áreas regionales locales de la red eléctrica síncrona. Por lo tanto, el operador del sistema de red puede evaluar las características de respuesta de frecuencia en las diversas regiones de la red eléctrica 100 y, sobre la base de esas características, planificar futuros cambios en el balance de la red. Además, el dispositivo de medición 120 puede usar las características de respuesta de frecuencia determinadas para el control automático o semiautomático de las unidades de potencia en la red eléctrica 100 para proporcionar medidas correctivas a los cambios en la frecuencia de la red, como se describe a continuación.

15

20 Las mediciones de características de respuesta de frecuencia descritas anteriormente se pueden usar para predecir cambios futuros en las características de respuesta de frecuencia en áreas geográficamente adyacentes utilizando las características de respuesta de frecuencia medidas e información adicional disponible que incluye, por ejemplo, información meteorológica actual y prevista y/o características de la generación de electricidad en el área relevante, tal como la combinación de fuentes de generación renovables a no renovables (basándose en el hecho de que las fuentes renovables tienden a tener, por ejemplo, una inercia relativamente baja).

25

Las características de respuesta de frecuencia mencionadas anteriormente pueden ser una indicación relativa de, por ejemplo, la inercia o rigidez de la red, basándose en una respuesta de frecuencia relativa con respecto a una modulación de flujo de potencia. Tal indicación puede proporcionar información cualitativa sobre la inercia o la rigidez de la red sin determinar necesariamente sus valores cuantitativos absolutos. Una indicación de una característica de respuesta de frecuencia puede determinarse, por ejemplo, correlacionando la característica de frecuencia medida con una característica de magnitud de la modulación del flujo de potencia usando una correlación cruzada u otro proceso de correlación. Como alternativa, una indicación de rigidez puede determinarse determinando una relación de la característica de una magnitud y la característica de frecuencia medida.

30

35 Como alternativa, o adicionalmente, las características de respuesta de frecuencia pueden comprender un valor numérico absoluto de inercia y/o rigidez.

Como ejemplo, una característica de inercia se puede determinar analizando una variación en el tiempo de una característica de frecuencia, por ejemplo, analizando la respuesta al impulso de la frecuencia de la red resultante de un impulso que resultante de una modulación conocida del flujo de potencia en la red eléctrica. La respuesta en la frecuencia de red en función del tiempo puede ajustarse, por ejemplo, a una función exponencial con una constante de tiempo característica. Si el impulso de flujo de potencia corresponde a un aumento en el flujo de potencia, la constante de tiempo corresponde a un "tiempo de subida", y si el impulso de flujo de potencia corresponde a una disminución en el flujo de potencia, la constante de tiempo corresponde a un "tiempo de caída". Una característica relacionada con la inercia se puede definir, por ejemplo, como proporcional a este tiempo de subida o caída, y por lo tanto, los tiempos de subida y/o caída mayores indican regiones de la red eléctrica con una inercia mayor.

45

Como ejemplo adicional, se puede determinar una característica de rigidez analizando la magnitud de un cambio de característica de frecuencia en respuesta a una magnitud conocida de cambio de balance de potencia. Esto podría comprender, por ejemplo, la determinación de la relación de la magnitud medida de la respuesta al impulso de la frecuencia de red (por ejemplo, en unidades de Hz) con respecto a la magnitud conocida del impulso del flujo de potencia (por ejemplo, en unidades de W) que causó esto, dando lugar, en este ejemplo, a una característica de rigidez con unidades de Hz W^{-1} .

50

55 La característica de la magnitud relacionada con la modulación del flujo de potencia proporcionada por la una o más unidades de potencia 119 mencionadas anteriormente puede ser, por ejemplo, una amplitud de la modulación de potencia proporcionada por una unidad de potencia 119 y su correspondiente dispositivo de modulación de frecuencia 118 o, como se describe con más detalle a continuación, cuando se usan más de una unidad de potencia

119 y su uno o más dispositivos de modulación de frecuencia asociados 118 para proporcionar una señal modulada en frecuencia, la característica de magnitud puede ser una amplitud sumada de modulación de todas las unidades de potencia modulada 119.

5 En algunas formas de realización, el flujo de potencia de un grupo, tal como un grupo distribuido, de unidades de potencia 119 se puede modular de manera coordinada por sus correspondientes dispositivos moduladores de frecuencia 118 de acuerdo con un único patrón de control. De esta manera, el consumo y/o el suministro de potencia por el grupo de unidades de potencia 119 se coordinan para proporcionar una señal colectiva de frecuencia modulada que tiene una característica de frecuencia medida colectiva que es medible/detectable por el dispositivo
10 de medición 120. Como se describe anteriormente, esto permite que la conmutación de cargas más pequeñas se realice eliminando la necesidad de un costoso aparato de conmutación de potencia (en su lugar, la conmutación se puede llevar a cabo con conmutadores basados en semiconductores, por ejemplo, que pueden ser producidos en masa), y también solo introduciendo una cantidad relativamente pequeña de ruido de tensión en el entorno de la red local.

15 Para que la señal modulada en frecuencia resultante de cada miembro del grupo se combine constructivamente con la de los demás miembros, el uso de los códigos puede sincronizarse, es decir, el procesador 206 de cada miembro del grupo debe activar el código en coordinación (por ejemplo, simultáneamente) con los demás miembros del grupo. Esto podría lograrse de varias maneras; por ejemplo, los relojes 210 de cada dispositivo de modulación de frecuencia 118 podrían sincronizarse, y los dispositivos 118 configurarse para activar el código en un momento
20 predeterminado.

Al coordinar la señal modulada en frecuencia de un grupo de dispositivos, es posible producir una magnitud de señal que sea más fácilmente detectable por el dispositivo de medición 120.

25 El grupo de unidades de potencia 119 (y/o sus correspondientes dispositivos de modulación de frecuencia 118) se pueden agrupar en función de su ubicación de tal manera que las unidades de potencia 119 en un área o región particular, o en una ubicación particular en la red eléctrica 100 se modulan colectivamente para propagar una señal colectiva modulada en frecuencia al mismo tiempo. Agrupar las unidades de potencia 119 (o sus dispositivos de modulación de frecuencia asociados 118) de esta manera permite al dispositivo de medición 120 determinar las características de respuesta de frecuencia local para esa área o región en particular, o la ubicación en la red eléctrica 100.
30

Con el fin de permitir que una señal modulada en frecuencia propagada por un grupo dado se distinga de la variación de fondo en la frecuencia de red y/o de las señales moduladas en frecuencia de otros grupos, como se menciona anteriormente, el dispositivo de medición 120 almacena, en un almacén de datos 304, códigos (en lo sucesivo en el presente documento denominados identificadores), cada uno asociado con uno o más dispositivos de modulación de frecuencia 118 y los dispositivos de modulación de frecuencia 118 incluyen información relacionada con su identificador respectivo en señales moduladas de frecuencia propagadas en la red eléctrica 100.
35

40 Cada dispositivo de modulación de frecuencia 118 en un grupo dado puede estar dotado de datos indicativos del identificador asociado con ese dispositivo de modulación de frecuencia 118, y puede generar señales de control de acuerdo con las cuales se modula cada una de las unidades de potencia 119 en el grupo que corresponden con o incluyen el identificador asignado a ese grupo. De esta manera, los dispositivos de modulación de frecuencia 118 incluyen el identificador en las señales moduladas en frecuencia que se propagan en la red eléctrica 100. Para
45 identificar el grupo de unidades de potencia, el dispositivo de medición 120 accede a una base de datos (por ejemplo, en un almacén de datos 304 de un dispositivo de medición 120) que almacena uno o más de los identificadores asociados con el grupo de unidades de potencia 119 (o sus dispositivos de modulación de frecuencia asociados 118) y determina una correspondencia entre el identificador incluido en una señal modulada de frecuencia colectiva medida y uno o más de los identificadores almacenados en la base de datos. Por ejemplo, el dispositivo del sistema de medición 120 puede correlacionar la señal modulada en frecuencia (incluyendo el identificador) con sus
50 identificadores almacenados para llevar a cabo esta identificación.

Con el fin de permitir que el dispositivo de medición 120 distinga entre señales moduladas en frecuencia de diferentes grupos, o de diferentes áreas específicas, es útil que los identificadores sean ortogonales o casi ortogonales, y den como resultado señales moduladas en frecuencia ortogonales o casi ortogonales; es decir, un patrón respectivo asociado con un grupo dado no se correlaciona con patrones asociados con otros grupos, o solo se correlaciona muy débilmente con los mismos. Además, los códigos asociados con diferentes grupos o diferentes áreas de la red pueden ser ortogonales o casi ortogonales.
55

Los patrones de control pueden programarse en cada dispositivo de modulación de frecuencia 118 en el momento de la fabricación o instalación. Como alternativa o adicionalmente, se pueden proporcionar patrones de control a los dispositivos de modulación de frecuencia 118 de las unidades de potencia a través de una red de comunicación mediante el dispositivo de medición 120. Por ejemplo, los patrones de control pueden proporcionarse como una actualización de un patrón de control existente almacenado en el almacén de datos 204 del dispositivo de modulación de frecuencia 118.

Los patrones de control pueden incluir un patrón de repetición, de acuerdo con el cual el dispositivo de modulación de frecuencia 118 controla continuamente el flujo de potencia hacia y/o desde la unidad de potencia 119. Como alternativa, el dispositivo de modulación de frecuencia 118 puede controlar la corriente que fluye hacia y/o desde la unidad de potencia 119, de acuerdo con el patrón de control, de manera intermitente.

Las señales moduladas en frecuencia propagadas por cada uno de los dispositivos de modulación de frecuencia 118 o grupos de dispositivos de modulación de frecuencia 118 se pueden separar (para que sean ortogonales o casi ortogonales en el tiempo) en función de una diferencia de tiempo. Cada uno de los grupos de dispositivos de modulación de frecuencia 118 puede comenzar a propagar una señal modulada de frecuencia en la red eléctrica que el dispositivo de medición 120 puede medir en un tiempo de inicio aleatorio. Por ejemplo, los dispositivos de modulación de frecuencia 118 ubicados en diferentes áreas geográficas pueden estar dispuestos, o solicitarse, para propagar una señal modulada en frecuencia dentro de la red eléctrica 100 en un momento particular o dentro de un marco de tiempo particular. Con el fin de evitar que cada uno de los dispositivos de modulación de frecuencia 118 propague una señal modulada en frecuencia al mismo tiempo, el dispositivo de medición 120 puede disponerse de tal manera que los dispositivos de modulación de frecuencia distribuidos 118 tengan cada uno tiempos de inicio de modulación suficientemente diferentes con respecto a cada uno de los demás dispositivos de modulación de frecuencia 118. Por ejemplo, los dispositivos de modulación de frecuencia 118 pueden estar dispuestos para añadir un retardo de tiempo aleatorio al tiempo en el que reciben una solicitud para propagar una señal modulada en frecuencia. Esto aumenta la probabilidad de que las señales de frecuencia modulada por cada uno de los dispositivos de modulación de frecuencia 118 se midan por el dispositivo de medición 120 en momentos suficientemente separados (es decir, momentos separados por más que el tiempo que tarda en propagarse la señal), de manera que el dispositivo de medición 120 pueda distinguir entre señales propagadas por diferentes dispositivos de modulación de frecuencia 118.

Cada dispositivo de modulación de frecuencia 118 puede determinar el retardo de tiempo aleatorio en base a la información que es única para ese dispositivo de modulación de frecuencia 118. Por ejemplo, el retardo de tiempo aleatorio puede determinarse basándose en un número de serie del dispositivo de modulación de frecuencia 118. Esto reduce la probabilidad de que dos o más dispositivos de modulación de frecuencia 118 utilicen el mismo retardo de tiempo y, por lo tanto, facilita la separación en el dispositivo de medición 120 de señales propagadas por diferentes dispositivos de modulación de frecuencia 118.

Un método ejemplar para determinar las características de respuesta de frecuencia, por ejemplo, la inercia o la rigidez, de un área determinada de una red en un momento dado se presenta con referencia a la Figura 5.

La Figura 5 muestra una unidad de potencia 119 conectada a parte de una red eléctrica síncrona 504 a través de un dispositivo de modulación 118. El dispositivo de modulación 118 puede ser el mismo que se muestra en la Figura 2a, pero en la Figura 5, solo se muestran los componentes del almacén de datos 204 y el modulador 208 con fines de claridad. El almacén de datos 204 del dispositivo de modulación 118 ha almacenado en su interior el código 502 asignado para su uso con el grupo de unidades de potencia 119 y este código 502 se transmite al modulador 208 para producir una señal modulada de potencia, que se añade a el flujo de potencia del resto de la red en el punto 506 en el que el dispositivo de modulación se conecta a la red.

Como se describe anteriormente, la modulación de potencia da lugar a una modulación de frecuencia correspondiente. Estas señales de modulación se propagan a través del área de medición de la red 508. A pesar de la atenuación de las señales con la distancia, y de cualquier filtrado, estas señales se propagan, en principio, sobre toda la red síncrona.

Las características de respuesta de frecuencia asociadas con el área de medición 508 dan lugar a una modificación de la señal modulada en frecuencia como se ilustra en 510 y, por ejemplo, la Figura 4c.

La señal modulada en frecuencia modificada 510 se mide y se procesa por el dispositivo de medición 120. El

dispositivo de medición 120, que puede ser el mismo que el presentado en la Figura 3, se muestra en la Figura 5 compuesto por un detector 302, un convertidor analógico a digital 512, un almacén de datos 304 y un correlador 514. (Se ha de tener en cuenta que el correlador 514 no necesita ser un dispositivo dedicado y puede implementarse como parte del procesador 306 que se muestra en la Figura 3, por ejemplo, como software o firmware).

5 El detector 302 detecta la señal modulada en frecuencia y la introduce en el correlador 514 a través del convertidor analógico a digital.

10 Como se describe anteriormente, la señal modulada incluye un identificador que identifica la unidad o unidades de potencia. El dispositivo de medición 120 accede al almacén de datos 304 que almacena identificadores y determina una correspondencia entre el identificador incluido en la señal modulada 510 y uno o más de los identificadores almacenados en el almacén de datos 304, identificando de este modo las unidades de potencia. En la identificación de la unidad o unidades de potencia, el dispositivo de medición 120 accede al almacén de datos 304 para establecer las características de flujo de potencia asociadas utilizadas para generar la señal modulada en frecuencia detectada
15 510.

20 Las características de flujo de potencia mencionadas anteriormente pueden incluir, por ejemplo, cualquiera de: la capacidad de consumo y/o suministro de la unidad o unidades, la magnitud del cambio de flujo de potencia para una unidad individual, la magnitud total del cambio de flujo de potencia para un grupo de unidades, la magnitud de modulación de potencia como una fracción de la capacidad de consumo y/o suministro de la unidad o unidades, detalles de los atributos físicos, eléctricos, de clase de unidad y/o geográficos, una indicación de si la unidad o unidades son proveedores o consumidores de energía eléctrica, la duración de cada nivel de flujo de potencia utilizado en la modulación, el tiempo de subida y/o de caída asociado con el cambio entre diferentes niveles de consumo y/o suministro de potencia durante la modulación, la forma precisa de la modulación utilizada para la
25 modulación del flujo de potencia de la unidad o unidades, la contribución de la potencia reactiva a la potencia modulada (por ejemplo, la capacidad para variar el factor de potencia).

30 Los identificadores y las características de flujo de potencia asociadas que se almacenan en el almacén de datos 304 pueden configurarse y actualizarse, por ejemplo, mediante un patrón de control, interfaz de usuario, interfaz de comunicaciones, configuración de fábrica, o cualquier otro medio. Los medios alternativos para comunicar el tipo, agrupación y/o características del flujo de potencia de la unidad o unidades al dispositivo de medición 120 también pueden ser, por ejemplo, la interfaz de usuario, la interfaz de comunicaciones, o la configuración de fábrica.

35 Como resultado de la identificación mencionada anteriormente de la unidad o unidades de potencia y el establecimiento de las características del flujo de potencia, el dispositivo de medición 120 construye una copia de la señal modulada de potencia transmitida.

40 La señal modulada en frecuencia detectada digitalizada y la copia de la señal modulada en potencia transmitida se introducen en el correlador 514.

El correlador 514 correlaciona entonces las dos señales y ajusta los parámetros de una función $h(t)$ que describe el efecto del área de medición de la red 508 en la señal modulada en frecuencia detectada para la modulación de flujo de potencia dada, es decir, $h(t)$ describe la respuesta al impulso del área de medición de la red.

45 Los parámetros ajustados que parametrizan $h(t)$ pueden incluir, por ejemplo, $h_{\text{máx}}$, el valor máximo de $h(t)$, que caracteriza la magnitud del cambio de frecuencia de red para un cambio de balance de potencia dado, y como tal, caracteriza la rigidez del área medida de la red. El parámetro $h_{\text{máx}}$ puede ser una magnitud absoluta de la rigidez de la red y, por ejemplo, se le puede asignar las unidades Hz W^{-1} .

50 Los parámetros ajustados de $h(t)$ también pueden incluir, por ejemplo, $t_{\text{caída}}$, una constante de tiempo característica de una función de decaimiento exponencial ajustada a $h(t)$ en los valores de t que se producen después de $h_{\text{máx}}$. Este $t_{\text{caída}}$ caracteriza el retraso del cambio de frecuencia de la red detrás de un impulso de balance de flujo de potencia, y como tal es característico de la inercia del área medida de la red. Este $t_{\text{caída}}$ puede manipularse algebraicamente y normalizarse según sea necesario para proporcionar una magnitud absoluta de inercia de la red
55 local, por ejemplo, con unidades de kg m^2 .

El ajuste de los parámetros de la función de respuesta al impulso $h(t)$ por el dispositivo de medición 120 en el ejemplo ilustrativo anterior proporciona, por lo tanto, la determinación simultánea de diversas características de respuesta de frecuencia, incluyendo, por ejemplo, la inercia y la rigidez, para un área determinada de una red en un

momento dado. Debe observarse que el ejemplo ilustrativo anterior es un ejemplo no limitativo de una forma de realización de un aspecto de la presente invención. Por ejemplo, ciertas etapas en el ejemplo anterior no necesariamente tienen lugar en el orden presentado, y también pueden ocurrir simultáneamente.

- 5 La potencia eléctrica mencionada anteriormente puede ser potencia real y/o reactiva. La modulación del flujo de potencia real puede ser resultado de la modulación utilizando una carga puramente resistiva, de modo que la diferencia de fase entre la tensión (alterna) y la corriente permanezca cerca de cero. La magnitud de la modulación en este caso se relaciona con una variación del flujo de potencia real. En el caso de una variación en la potencia reactiva, la magnitud de la modulación puede relacionarse con una magnitud de una contribución reactiva, que
10 puede variarse variando, por ejemplo, la diferencia de fase entre tensión y corriente, o el factor de potencia. Como alternativa, o, además, puede usarse la modulación usando una combinación de modulación de potencia real y reactiva.

Una característica de rigidez de red actualizada con frecuencia puede ser útil, por ejemplo, para la gestión de red, ya
15 que tanto un cambio significativo en la rigidez de la red indica que ha habido un cambio significativo en la capacidad de la red en términos absolutos, términos relativos y/o términos nacionales o regionales (por ejemplo, redes de distribución), que pueden alertar al operador de la red para que tome medidas hacia la identificación y corrección del cambio, como también para permitir una supervisión eficiente de los resultados reales de los cambios previstos para la rigidez de la red que el operador de la red pueda desear para hacer.

20 Convencionalmente, las acciones para responder a los cambios en el balance de la red (para controlar la frecuencia de la red dentro de los límites acordados) son activadas por la frecuencia de la red que alcanza un valor de umbral, como se mide, por ejemplo, por dispositivos de medición distribuidos localmente. Por ejemplo, en el Reino Unido, el punto de activación convencional para responder a una reducción en la frecuencia de la red es de 49,8 Hz. Como se
25 describe a continuación con referencia a la Figura 7, el tiempo que se tarda en alcanzar un punto de activación convencional y, por lo tanto, en comenzar a responder a un cambio en la frecuencia de la red, típicamente es del orden de varios segundos.

De acuerdo con un aspecto de la invención, para reducir el tiempo necesario para responder a tales cambios en el
30 balance de la red, en algunas formas de realización, las características de frecuencia medidas localmente pueden analizarse para permitir la identificación temprana de cambios significativos en la frecuencia de la red. Este análisis se puede llevar a cabo en el dispositivo de medición, por ejemplo, basándose en los datos recopilados de los medidores en los dispositivos locales, como se describe a continuación. El análisis se puede llevar a cabo ajustando una función matemática, tal como una función de extrapolación polinómica y/o una función de extrapolación cónica,
35 a una serie de valores de la característica de frecuencia medida (por ejemplo, medida en una serie de veces en un intervalo de tiempo). Esto puede implicar el uso de un enfoque de "intervalo deslizante" para ajustar la función a una primera serie de valores de la característica de frecuencia medida que cubre un primer intervalo. Después, el intervalo se mueve para ajustar la función a una segunda serie de valores de la característica de frecuencia medida que cubre un segundo intervalo de tiempo, más tarde. La función matemática tiene coeficientes o parámetros
40 asociados que definen la forma de la función. Por lo tanto, para cada intervalo de tiempo, se pueden determinar los coeficientes asociados, y los coeficientes de un intervalo de tiempo se pueden comparar con los coeficientes de otro intervalo de tiempo para determinar si hay un cambio en la forma de la función matemática ajustada. Tal método para identificar cambios en la característica de frecuencia medida es ventajoso porque típicamente permite que los cambios se detecten antes de lo que serían detectados utilizando una comparación de valor de umbral simple.

45 Además, se puede dar una ponderación diferente para las características de frecuencia medidas en diferentes intervalos de tiempo, de modo que, por ejemplo, la mayor ponderación se dé a las mediciones en el intervalo de tiempo más reciente. Este procedimiento de ponderación puede actuar como un filtro, ya que puede disminuir la influencia de componentes espurios de la característica de frecuencia medida en la determinación de los
50 coeficientes de la función ajustada.

El ajuste de los valores de la característica de frecuencia medida también permite la extrapolación de valores futuros de la característica de frecuencia, lo que a su vez permite la previsión de la cantidad de recursos en la red eléctrica
100 que será necesario utilizar para reaccionar ante un cambio detectado o predicho.

55 Además, al analizar los coeficientes de una función matemática ajustada, en lugar de hacer una comparación con un umbral fijo, es posible anticipar cambios significativos en la característica de frecuencia medida en áreas que tienen diferentes características de respuesta de frecuencia local basadas en cambios de nivel de frecuencia relativamente pequeños.

En un ejemplo particular, como se muestra en las Figuras 6a a 6f, que muestran variaciones de frecuencia con el tiempo t como se mide localmente, por ejemplo, en una unidad de potencia 119, los valores de la característica de frecuencia medida están equipados con una función polinómica de segundo orden. La forma funcional de la función polinómica de segundo orden es at^2+bt+c y los parámetros que definen la forma de la función son los coeficientes a , b y c . La función polinómica se ajusta a las mediciones de la característica de frecuencia para cada intervalo de tiempo sucesivamente, donde " $t = 0$ " con fines de ajuste se redefine sucesivamente a un punto coherente dentro de cada intervalo de tiempo sucesivo. En esta implementación ejemplar, los cambios en la frecuencia de red se pueden identificar determinando los cambios en los valores de a , b y c .

10

La Figura 6a muestra una característica de frecuencia medida en un periodo de diez intervalos de tiempo, etiquetados de 1 a 10. Se puede ver que en el transcurso de los 10 intervalos de tiempo hay un cambio en la característica de frecuencia. En particular, la característica de frecuencia es estable durante los intervalos de tiempo 1, 2 y 3 y después comienza a reducir su valor en el intervalo de tiempo 4. La tasa de cambio de la característica de frecuencia aumenta ligeramente a una tasa máxima de cambio en el intervalo 6 y luego la tasa de cambio disminuye al intervalo 10.

Las Figuras 6b a 6f muestran el ajuste de una función polinómica de segundo orden con respecto a la característica de frecuencia medida que se muestra en la Figura 6a.

20

Durante el intervalo de tiempo 2 (Figura 6b), la característica de frecuencia es estable, de tal forma que la función polinómica ajustada se reduce a una función lineal cuyo gradiente es cercano a cero.

Durante el intervalo de tiempo 4 (Figura 6c), la característica de frecuencia comienza a disminuir. En este intervalo, las mediciones de las características de frecuencia pueden ajustarse mejor con una función polinómica que describa una parábola invertida, como lo indica la curva discontinua. Esta parábola invertida puede caracterizarse, por ejemplo, por un valor negativo del coeficiente " a ". Durante el intervalo de tiempo 5 (Figura 6d), la tasa de cambio (tasa de disminución) de la característica de frecuencia aumenta. Por lo tanto, por ejemplo, las mediciones de las características de frecuencia del intervalo 5 (Figura 6d) pueden ajustarse mejor con un polinomio que describa una parábola invertida más nítida con un gradiente más pronunciado en el intervalo. Este gradiente más pronunciado podría caracterizarse, por ejemplo, por un aumento en la magnitud del coeficiente " b ".

Durante el intervalo de tiempo 6 (Figura 6e), la característica de frecuencia se reduce aún más, pero de una manera sustancialmente monotónica, y por lo tanto, puede ajustarse mejor con una función lineal. Las funciones lineales tienen un coeficiente $a = 0$, que también marca un punto de inflexión en la forma funcional nocional de la característica de frecuencia.

Durante el intervalo de tiempo 8 (Figura 6f), la característica de frecuencia pasa un punto de inflexión y la tasa de cambio de la característica de frecuencia disminuye. Por consiguiente, las mediciones de las características de frecuencia pueden ajustarse mejor con una parábola no invertida. Esta parábola no invertida se puede caracterizar, por ejemplo, por un valor positivo del coeficiente " a ". Se puede ver en el ejemplo descrito anteriormente que al comparar los coeficientes de una función polinómica ajustada a los valores de características de frecuencia medidos para un intervalo de tiempo con los coeficientes para un intervalo de tiempo posterior, por ejemplo, es posible detectar cambios significativos en la forma de la función ajustada, tal como el inicio de una disminución (o incluso un aumento) de la característica de frecuencia (al detectar que los coeficientes tienen un valor distinto de cero), un cambio en la tasa de cambio de la característica de frecuencia (al detectar un cambio en la magnitud de los coeficientes) y un punto decisivo o punto de inflexión en la característica de frecuencia (al detectar un cambio en el signo de uno o más de los coeficientes).

Además, al determinar cómo cambian los coeficientes de la función polinómica entre intervalos de tiempo, es posible extrapolar la cantidad por la que es probable que cambie la característica de frecuencia. Típicamente, se puede hacer una estimación precisa de la disminución (o aumento) total de la característica de frecuencia a medida que la característica de frecuencia se acerca al punto de inflexión (Figura 6e); esto corresponde típicamente a un tiempo posterior al inicio de la disminución de la característica de frecuencia de aproximadamente 500 ms, que es un periodo de tiempo significativamente más corto que el tiempo necesario para alcanzar un valor de umbral (por ejemplo, en el orden de unos pocos segundos).

Las características de inercia regional determinadas se pueden usar para determinar parámetros que a su vez se pueden usar para activar alguna respuesta al cambio en la frecuencia de red. Por ejemplo, en respuesta a un

cambio en la frecuencia de red, puede ser deseable enviar una señal, desde el dispositivo de medición 120 para controlar un grupo de unidades de potencia 119 para cambiar su comportamiento de consumo y/o suministro de potencia.

- 5 Si hay una caída repentina en la frecuencia de red (debido a una pérdida repentina de la capacidad de generación o un aumento repentino en el consumo de potencia, por ejemplo), puede ser conveniente enviar una señal para controlar las unidades de potencia que consumen potencia 119 en el grupo para que dejen de funcionar y/o para controlar las unidades de potencia que proporcionan potencia para que empiecen a funcionar, para reducir el consumo neto de potencia en la red eléctrica 100 y, por lo tanto, restablecer el balance entre el consumo y la
10 generación de potencia y, en consecuencia, restaurar la frecuencia de red a su nivel nominal.

- Sin embargo, si hay un aumento repentino en la frecuencia de red (debido a una reconexión de un recurso de generación o una reducción repentina en el consumo de potencia, por ejemplo), puede ser conveniente enviar una señal para controlar las unidades de potencia que consumen potencia 119 en el grupo para que empiecen a
15 funcionar y/o para controlar las unidades de potencia que proporcionan potencia para que dejen de funcionar, para aumentar el consumo neto de potencia en la red eléctrica 100 y, por lo tanto, restablecer el balance entre el consumo y la generación de potencia y, en consecuencia, restaurar la frecuencia de red a su nivel nominal.

- Se debe tener en cuenta que estas unidades de potencia 119 cuyo consumo y/o suministro de potencia cambian
20 como respuesta a un cambio en la frecuencia de la red no necesitan ser las mismas unidades de potencia cuyo consumo y/o suministro de potencia se modula como parte del sistema de medición de características de respuesta de frecuencia. De hecho, puede ser que las unidades de potencia cuyo consumo y/o suministro de potencia cambian como respuesta a un cambio en la frecuencia de red, generalmente se seleccionen para tener más potencia agregada disponible que aquellas cuyo consumo y/o suministro se van a modular como parte del sistema de
25 medición, para que un cambio en su comportamiento de consumo y/o suministro de potencia tenga un impacto más sustancial en la restauración de la frecuencia de red a su nivel nominal.

- El dispositivo de medición puede derivar, basándose en las características de respuesta de frecuencia medidas asociadas con un área de la red eléctrica 100, una condición de activación relacionada con un estado de la
30 frecuencia de red cuando se debe tomar una acción restauradora. La condición de activación puede ser un nivel de la característica de frecuencia medida en sí misma o, por ejemplo, puede basarse en uno o más parámetros, tal como los parámetros relacionados con una función de ajuste aplicada a la característica de frecuencia medida, o cambios en estos parámetros, como se describe anteriormente con referencia a la Figura 6.

- 35 La Figura 7 es una gráfica que muestra una respuesta de frecuencia ejemplar de una red eléctrica 100 a un desfase repentino en el balance de potencia. Los datos particulares que se muestran en la Figura 7 se refieren a una desconexión repentina en un interconector adyacente a las redes eléctricas. El gráfico de la Figura 7 muestra la respuesta de frecuencia detectada en 3 regiones de una de las redes; concretamente, Área A, Área B y Área C. Cada una de estas regiones tiene una mezcla diferente de generación de potencia y, por lo tanto, diferentes
40 cantidades de inercia de la red.

- En la Figura 7 se muestra un punto de activación hipotético de 49,8 Hz, que representa la frecuencia a la que se toma la acción para responder a un cambio de frecuencia en la red. Se puede ver que después de un cambio
45 repentino en el balance de la red, el tiempo necesario para alcanzar el punto de activación es del orden de varios segundos. En el caso del evento en particular descrito, el tiempo que se tarda en alcanzar el punto de activación convencional es 3 s.

- En el Área A, que tiene una inercia relativamente alta debido a una proporción relativamente alta de la generación de giro, la frecuencia responde al mismo cambio en el balance de la red, pero a una tasa de cambio muy reducida.
50

En el Área B hay una mayor proporción de generación de giro que en el Área A y, por lo tanto, la respuesta al cambio repentino en el balance de la red, aunque es inmediata, es mucho más suave.

- En el Área C hay una proporción relativamente baja de la llamada generación "de giro"; es decir, la generación
55 mediante centrales eléctricas convencionales a gran escala que almacenan cantidades relativamente grandes de energía mecánica en sus turbinas asociadas. En consecuencia, la respuesta al cambio repentino en el balance de la red es inmediata y rápida.

Por lo tanto, se puede ver que la naturaleza de la respuesta de frecuencia inicial de una red eléctrica síncrona a los

cambios repentinos en el balance de red varía regionalmente dependiendo de la inercia de la red local. Por consiguiente, las condiciones de activación aplicadas en diferentes regiones deben ser diferentes para permitir la activación consistente de una respuesta. Por ejemplo, en áreas con inercia relativamente alta, un cambio inicial relativamente pequeño en la frecuencia puede indicar un cambio próximo relativamente grande en la frecuencia, mientras que el mismo cambio próximo en la frecuencia puede estar indicado por un cambio relativamente grande en la frecuencia en un área con inercia relativamente baja. Por consiguiente, basándose en los valores de inercia determinados para diferentes áreas de la red como se describe anteriormente, y/u otras características de respuesta de frecuencia tales como, por ejemplo, la rigidez de la red, el dispositivo de medición 120 puede determinar diferentes condiciones relacionadas con los coeficientes del polinomio descrito anteriormente en relación con las Figuras 6a a 6f, sobre la base de la cual se realizará un cambio restaurador en el consumo y/o suministro de potencia del grupo correspondiente de una o más unidades de potencia, como se describe a continuación. Cabe señalar que una característica de inercia es una característica de respuesta de frecuencia especialmente útil, ya que permite la predicción de la dependencia de tiempo de una respuesta de característica de frecuencia y, por lo tanto, las condiciones de activación útiles también pueden derivarse únicamente sobre la base de una característica de inercia. Cabe señalar que una característica de rigidez también es una característica de respuesta de frecuencia útil para informar de las condiciones de activación, ya que puede informar de una predicción de la medida en que la característica de frecuencia medida puede cambiar dado un cambio de balance de potencia probable o común.

Como ejemplo específico con referencia a la Figura 7, y el caso específico de la respuesta de la frecuencia de la red en el Área C, la condición de activación podría satisfacerse, por ejemplo, si el coeficiente "a" del polinomio ajustado aún fuera negativo después de la reducción inicial en frecuencia de 0,08 Hz en 500 ms. El coeficiente negativo de "a" indica que la reducción en la frecuencia no ha alcanzado un punto de inflexión y, por lo tanto, es probable que continúe reduciéndose a una velocidad mayor, lo que, cuando se combina con la alta inercia de la red en el Área C, indica un evento de cambio de frecuencia lo suficientemente significativo como para satisfacer la condición de activación.

En algunas formas de realización, una medición local de una característica de frecuencia puede realizarse mediante un instrumento de medición (tal como un fasor) asociado con una o más unidades de potencia 119 en un grupo de unidades de potencia 119; el grupo de unidades de potencia al que se hace referencia aquí puede ser el mismo grupo que los referidos anteriormente como generadores de la señal de frecuencia modulada, o puede ser un grupo diferente de unidades de potencia 119. En este caso, cada instrumento de medición puede incluir una interfaz de comunicaciones para comunicar la característica de frecuencia medida al dispositivo de medición 120. El dispositivo de medición 120 puede entonces determinar si una característica de frecuencia medida, recibida del instrumento de medición, satisface una condición de activación determinada y, en respuesta a la determinación de que se cumple la condición de activación, el dispositivo de medición 120 puede enviar una solicitud a una o más de las unidades de potencia 119 del grupo para cambiar su consumo o suministro de potencia.

Como alternativa, el dispositivo de medición 120 puede transmitir parámetros para recibir, en las unidades de potencia 119 del grupo, los parámetros relacionados con una función de ajuste aplicados a la característica de frecuencia medida y determinados en base a las características de respuesta de frecuencia determinadas. Los parámetros pueden recibirse entonces en las unidades de potencia 119 del grupo y usarse para derivar una condición de activación. Se puede determinar si la condición de activación se cumple, en las unidades de potencia 119 del grupo, en función de una característica de frecuencia medida localmente con respecto al grupo. En respuesta a la determinación de que se cumple la condición de activación, se puede cambiar el flujo de potencia hacia y/o desde cada una de las unidades de potencia 119 en el grupo.

Para cambiar el flujo hacia y/o desde la unidad de potencia 119, la unidad de potencia 119 puede tener un dispositivo de control de potencia asociado. Una disposición ejemplar de un dispositivo de control de potencia 800 se muestra en la Figura 8. El dispositivo de control de flujo de potencia 800 coopera con una unidad de potencia asociada 119 de la misma manera, o de manera similar a la del dispositivo de modulación de frecuencia 118 descrito anteriormente con referencia a la Figura 2. Al igual que con el dispositivo de modulación de frecuencia 118, el dispositivo de control de potencia 800 puede ser externo a la unidad de potencia 119 o puede estar integrado con la unidad de potencia 119. En algunos ejemplos, las funciones del dispositivo de modulación de frecuencia 118 y el dispositivo de control de potencia pueden reemplazarse por un solo dispositivo.

El dispositivo de control de potencia 800 forma una interfaz entre la red eléctrica 100 y una o más unidades de potencia 119 y opera con una o más unidades de potencia 119 para cambiar el flujo de potencia hacia y/o desde la red eléctrica 100. El dispositivo de control de potencia 800 comprende un detector 802, un almacén de datos 804, una interfaz de entrada/salida (E/S) 806, un procesador 808 y un conmutador 810.

El detector 802 puede ser cualquier dispositivo capaz de detectar o medir una característica relacionada con la frecuencia de red con suficiente precisión.

- 5 En algunas formas de realización, un periodo de tiempo relacionado con la frecuencia de red se utiliza como una medida característica de la frecuencia de red. Por ejemplo, una medición del semiciclo, que es el periodo entre los tiempos en que la tensión cruza 0 V, puede usarse como una característica relacionada con la frecuencia de red.

- 10 En algunas formas de realización, puede determinarse la frecuencia de red instantánea real, correspondiente a la inversa del tiempo que lleva completar un semiciclo (o un ciclo completo). Los datos de frecuencia pueden ecualizarse y filtrarse digitalmente para eliminar componentes de frecuencia fuera de un rango conocido y deseado de frecuencias de señal. Por ejemplo, los componentes de frecuencia correspondientes a la frecuencia de red y/o los componentes de frecuencia relacionados con el ruido pueden eliminarse.

- 15 En una forma de realización, el detector 802 puede comprender un detector de tensión dispuesto para muestrear la tensión a una frecuencia más alta que la frecuencia de red y un convertidor analógico a digital dispuesto para convertir la tensión muestreada en una señal de tensión digital. Por ejemplo, el detector de tensión puede estar dispuesto para muestrear la tensión 1000 veces por ciclo. La señal de tensión digital puede luego procesarse para determinar con un alto grado de precisión (dentro del rango de μ s a ms) los tiempos en que la tensión cruza 0 V.

- 20 En otra forma de realización, el detector 802 puede comprender un detector de corriente dispuesto para muestrear la corriente a una frecuencia mayor que la frecuencia de red, y un convertidor analógico a digital dispuesto para convertir la corriente muestreada en una señal de corriente digital, que después puede procesarse para determinar, con un alto grado de precisión (dentro del rango de μ s a ms), los tiempos en que la corriente cruza 0 V.

- 25 En aún otra forma de realización, el detector 802 puede comprender tanto un detector de tensión como un detector de corriente. La medición de los tiempos en los que tanto la tensión como la corriente cruzan 0 V permite al detector 802 determinar un cambio en la fase relativa de la tensión y la corriente, permitiendo de este modo que el detector 802 compense los cambios en la potencia reactiva en la red. Esto a su vez permite una medición más precisa de la frecuencia (o una característica relacionada con la frecuencia).

- 30 Además de, o como una alternativa a, medir la frecuencia de la red, el detector 802 puede medir una tasa de cambio de la frecuencia de la potencia que fluye en la red en función de las mediciones de tensión y/o corriente, como se describe anteriormente.

- 35 El detector 802 puede incluir una instrumentación de medición de fasores dispuesta para medir dicha característica de frecuencia sobre la base de una medición de fasores, en la que se mide una fase asociada con un vector de tensión medido en la red eléctrica con referencia a una referencia de tiempo absoluto.

- 40 La interfaz de E/S 806 del dispositivo de control de potencia 800 permite la comunicación entre el dispositivo de control de potencia y el dispositivo de medición 120. El dispositivo de control de potencia 800 recibe de forma intermitente uno o más parámetros derivados, como se describe anteriormente, de las características de respuesta de frecuencia de la red eléctrica 100. En particular, el dispositivo de control de potencia 800 recibe parámetros que se derivan basándose en las características de respuesta de frecuencia específicas del área o ubicación en la que se encuentra, de manera que el dispositivo de control de potencia 800 puede derivar, sobre la base de un parámetro recibido, una condición de activación que sea específica a la ubicación o área en la que está operando. La condición de activación puede ser uno o más parámetros recibidos o puede ser alguna otra condición derivada de uno o más parámetros recibidos.

- 50 Los datos relativos a la condición de activación y/o los parámetros recibidos pueden almacenarse en el almacén de datos 804. De manera similar, la característica de frecuencia medida de la energía eléctrica que fluye en la red eléctrica 100 puede almacenarse en el almacén de datos 804.

- 55 El almacén de datos 804 también puede almacenar datos de identificación relacionados con el dispositivo de control de potencia 800, la unidad o unidades de potencia 119 con las que está asociado el dispositivo de control de potencia, o grupos a los que pertenece la unidad o unidades de potencia 119. Debe observarse que, aunque los datos de identificación se describen anteriormente como almacenados en el almacén de datos 804 del dispositivo de control de potencia 800, en algunas formas de realización, los códigos pueden transmitirse al dispositivo de control de potencia 800, por ejemplo, desde el dispositivo de medición, en cuyo caso no pueden almacenarse en el

dispositivo de control de potencia 800, o pueden almacenarse solamente en un almacén de datos temporal. El identificador almacenado en el dispositivo de control de potencia 800 se puede prescribir en el punto de fabricación o instalación del dispositivo de control de potencia 800, o se puede comunicar al dispositivo de control de potencia 800 a través de la interfaz de E/S 806.

5

El procesador 808 accede al almacén de datos 804, para acceder a los datos relacionados con la condición de activación y, basándose en una característica de frecuencia medida (a la que también se puede acceder desde el almacén de datos 804), determina si se cumple la condición de activación.

10 En respuesta a la determinación de que se cumple la condición de activación, el procesador 808 envía una señal de control al conmutador 810 para controlar el flujo de potencia a la unidad de potencia 119.

El conmutador 810 puede ser un dispositivo de relé simple que enciende y apaga la fuente de alimentación en respuesta a una señal de control del procesador 808. Como alternativa, o adicionalmente, el conmutador 810 puede comprender un atenuador o un inversor de fase, etc., utilizado para atenuar la potencia real o reactiva que fluye hacia o desde la unidad de potencia 119. Por lo tanto, la acción del conmutador 810 proporciona un cambio en la potencia que fluye hacia o desde la unidad de potencia 119 que tiene un efecto correspondiente en el balance de la red y, en consecuencia, tiene un efecto correspondiente en la frecuencia de la red. La amplitud del efecto depende del consumo de energía de la unidad de potencia 119. Para coordinar los dispositivos de control de potencia de modo que un cambio combinado en el balance de la red sea suficiente para mantener la frecuencia de la red dentro (o restaurar la frecuencia de la red dentro) de los límites acordados, cada grupo de uno o más dispositivos de control de potencia puede responder a una determinación de que se cumple la condición de activación y, por lo tanto, cada uno cambia el flujo de potencia hacia o desde su unidad o unidades de potencia respectivas 119.

15

25 Puede haber diferentes reglas almacenadas en el almacén de datos que definen la extensión, la duración y la programación de la atenuación del flujo de potencia con respecto a la unidad 119 después de una determinación de que se cumple la condición de activación. Estas reglas pueden incluir condiciones en una característica de frecuencia medida, por ejemplo, que la atenuación del flujo de potencia se mantenga mientras la característica de frecuencia esté fuera de un intervalo predefinido centrado en la frecuencia nominal de la red. La duración y el alcance de la atenuación también pueden basarse, por ejemplo, en las características que indican la gravedad del cambio de características de frecuencia. Puede haber reglas que definan la programación, por ejemplo, relacionadas con los momentos en que se permite que tenga lugar una atenuación. Estas reglas pueden almacenarse en el almacén de datos 804 para que el procesador 808 pueda acceder cuando se cumple la condición de activación, o en otros momentos. Estas reglas contenidas en el almacén de datos 804 pueden actualizarse periódicamente a través de la interfaz de E/S 806 y la red de comunicaciones. Adicionalmente, o como alternativa, estas reglas pueden prescribirse en el punto de fabricación o instalación del dispositivo.

30

35

Aunque el dispositivo de control de potencia 800 se muestra en la Figura 8 como un dispositivo separado de la unidad de potencia 119, en algunos casos el dispositivo de control de potencia puede integrarse en la unidad de potencia 119. Además, el conmutador 810 no se encuentra necesariamente en el exterior con respecto a la unidad de potencia 119, sino que, en su lugar, puede instalarse en la unidad, y disponerse para controlar la fuente de alimentación desde el interior del dispositivo; este último caso es ventajoso cuando la unidad de potencia 119 puede moverse de una ubicación a otra, como es el caso, por ejemplo, si la unidad de potencia es un vehículo eléctrico personal u otro dispositivo.

45

El dispositivo de control de potencia 800 también puede estar dispuesto para procesar datos medidos. Por ejemplo, el procesador puede ejecutar un programa de ordenador almacenado en el almacén de datos 804 que se configuró para ajustarse a las características de frecuencia medidas, como se describe anteriormente con referencia a las Figuras 6a a 6f.

50

El dispositivo de medición 120 descrito anteriormente con referencia a la Figura 3, puede emplearse en combinación con una pluralidad distribuida de dispositivos de control de potencia 800 para formar un sistema para responder a los cambios en la frecuencia de la red. En tal sistema, el dispositivo de medición 120 determina una característica de respuesta de frecuencia asociada con cada área de la red eléctrica 100, determina una condición de activación para cada área y transmite una condición de activación específica de área a cada uno de los dispositivos de control de potencia.

55

Los dispositivos de control de potencia 800 pueden medir cada uno una característica de frecuencia local y transmitir datos indicativos de una función polinómica representativa de la característica de frecuencia local con respecto al

dispositivo de medición 120. El dispositivo de medición 120 puede entonces extrapolar, en función de la función polinómica, los valores futuros esperados asociados con la característica de frecuencia para determinar, por ejemplo, un requisito de flujo de potencia esperado para responder a un cambio esperado en la frecuencia de la red.

- 5 Se entenderá que, en algunas implementaciones, el dispositivo de medición 120 puede recibir la propia característica de frecuencia y determinar una función polinómica que se ajuste a la característica de frecuencia medida. Además, se entenderá que, en algunas implementaciones, los dispositivos de control de potencia 119 pueden llevar a cabo la extrapolación de los valores futuros esperados y/o la determinación del requisito de flujo de potencia esperado, y pueden transmitir esta información al dispositivo de medición 120.

10

[El dispositivo de medición 120 puede acceder a una base de datos que almacena información de perfil relacionada con las características de consumo y/o suministro de potencia de las unidades de potencia 119 conectadas a la red eléctrica 100. El dispositivo de medición 120 puede usar la información del perfil para definir uno o más grupos de unidades de potencia 119 en función de la información del perfil y el requisito de flujo de potencia esperado, de tal forma que los grupos de la unidad de potencia 119 tengan una capacidad de consumo y/o suministro de potencia neta capaz de satisfacer el requisito de flujo de potencia y transmitir señales a uno o más grupos definidos en consecuencia.

15

El dispositivo de medición 120 puede transmitir, por ejemplo, solicitudes o comandos a los dispositivos de control de potencia 800 de los grupos definidos para controlar el consumo y/o suministro de energía eléctrica por las unidades de potencia 119 asociadas con los dispositivos de control de potencia 800. De esta manera, el sistema puede aumentar o disminuir el consumo neto de energía eléctrica en cada una de las áreas de la red eléctrica 100 en respuesta a los cambios de frecuencia en esas áreas.

20

- 25 En una forma de realización ejemplar adicional, se proporciona un sistema para proporcionar una respuesta dinámica a un cambio en la frecuencia de la red. El sistema comprende un dispositivo de medición, tal como el dispositivo de medición 120 descrito anteriormente, dispuesto para acceder a una base de datos, tal como el almacén de datos de la unidad de potencia 304 descrito anteriormente, que comprende, por ejemplo, información de perfil relacionada con el consumo y/o el suministro de potencia por las unidades de potencia 119 y/o su ubicación o ubicación de la red.

30

El dispositivo de medición 120 se dispone entonces para definir, sobre la base de la información del perfil, uno o más grupos de unidades de potencia 119 asociadas con los dispositivos de control de potencia 118. Por ejemplo, podría haber tres grupos definidos para un área de red determinada, cada uno con un número similar de unidades de potencia de una clase similar. El sistema se dispone entonces para asignar diferentes condiciones de activación a cada uno de los diferentes grupos y transmitir las condiciones de activación asignadas a los grupos.

35

Las condiciones de activación podrían derivarse de mediciones de características de respuesta de frecuencia tal como, por ejemplo, relacionadas con la inercia y rigidez de la red local, como se describe anteriormente.

40

Las condiciones de activación pueden establecerse de tal manera que uno o más grupos tengan sus condiciones de activación satisfechas simultáneamente o casi simultáneamente, para proporcionar una respuesta proporcional a un evento de cambio de características de frecuencia dado. En un ejemplo, las condiciones de activación para los tres grupos de unidades de potencia podrían configurarse para que correspondan a una sensibilidad de activación baja, media y alta. Por lo tanto, solo para un evento de cambio de características de frecuencia menor, solo el grupo con una condición de activación de alta sensibilidad puede tener una condición de activación satisfactoria y, por lo tanto, experimentar un cambio en el flujo de potencia hacia/desde la unidad asociada. Para un evento de cambio de características de frecuencia de gravedad media, tanto el grupo con la condición de activación de alta sensibilidad como el grupo con la condición de activación de sensibilidad media pueden tener una condición de activación satisfactoria y, por lo tanto, cambiar el flujo de potencia hacia/desde sus unidades de potencia asociadas. Para un evento de cambio de frecuencia característico de frecuencia grave, los tres grupos, incluido el grupo con la condición de activación de baja sensibilidad, pueden tener una condición de activación satisfactoria y, por lo tanto, pueden cambiar el flujo de potencia hacia/desde sus unidades de potencia asociadas. La satisfacción de las condiciones de activación de los diferentes grupos puede ser simultánea, casi simultánea o desfasada en el tiempo entre sí.

45

50

55

Como alternativa, las condiciones de activación de los diferentes grupos pueden configurarse de tal manera que durante un evento de cambio de características de frecuencia, los grupos pueden activarse secuencialmente para proporcionar una respuesta proporcional al evento de cambio de características de frecuencia. Por ejemplo, las condiciones de activación pueden establecerse de tal manera que, si un evento de cambio de características de

frecuencia no se corrige lo suficiente por una respuesta inicial proporcionada por la activación de un primer grupo, se puede activar un grupo adicional para permitir una respuesta mejorada hacia la corrección. Otros grupos pueden activarse hasta un límite de respuesta predefinido, o hasta que la característica de frecuencia se haya corregido a su valor nominal, por ejemplo.

5

Los grupos de unidades de potencia no necesariamente tienen que ser de un número o clase similar. La clase de potencia de cada grupo puede definirse, por ejemplo, para lograr una respuesta dinámica deseada. Por ejemplo, a un grupo definido que incluye unidades de una clase de flujo de alta potencia se le puede asignar una condición de activación satisfecha por un evento de alta gravedad. Además, por ejemplo, el número de unidades de poder en cada grupo podría cambiarse, o el número de grupos podría cambiarse para proporcionar diferentes formas de respuesta dinámica.

10

De tal manera, los grupos de unidades de potencia en un área determinada conectadas a dispositivos de control de potencia pueden proporcionar una respuesta de corrección dinámica diseñada para un evento de cambio de frecuencia, y después de una comunicación inicial de condiciones de activación asignadas, pueden hacerlo de manera autónoma. Esto es ventajoso ya que proporciona una respuesta correctiva a un evento de cambio de frecuencia que es proporcional al evento y, por lo tanto, evita el cambio del flujo de potencia hacia/desde las unidades innecesariamente.

15

Las formas de realización anteriores deben entenderse como ejemplos ilustrativos de la invención. Se contemplan formas de realización adicionales de la invención. Por ejemplo, aunque en la descripción anterior, las condiciones de activación se derivan o se definen en el dispositivo de medición 120, se entenderá que, en algunas implementaciones, el propio dispositivo de control de potencia puede ser capaz de medir o determinar las características de respuesta de frecuencia local y puede, sobre la base de estas características medidas, derivar condiciones de activación apropiadas. El dispositivo de control de potencia 800 puede medir una característica de frecuencia y determinar si la característica de frecuencia satisface la condición de activación y, en caso de que lo haga, el dispositivo de control de potencia 800 puede cambiar la potencia real y/o reactiva que fluye hacia y/o desde su unidad o unidades de potencia asociadas 119 sin referencia al dispositivo de medición 120.

20

25

En un ejemplo, un dispositivo autónomo de control de potencia 800, que "aprende" una condición de activación adecuada para el área de red en la que se coloca, está dispuesto para medir, en el detector 802, una característica de frecuencia de la energía eléctrica que fluye en la red eléctrica 100, determinar si la característica de frecuencia medida ha cumplido una condición de activación, y en respuesta a una determinación de que se cumple la condición de activación, cambiar, usando el conmutador 810, un flujo de potencia hacia y/o desde la o más unidades de potencia asociadas 119 durante un cierto tiempo.

30

35

La cantidad de tiempo durante el cual se debe cambiar el flujo de potencia, como se analiza anteriormente en otras formas de realización, puede ser, por ejemplo, configurada de fábrica, configurada por una interfaz de usuario, o dependiendo de la frecuencia de la red que retorna dentro de un límite predefinido de su valor nominal.

40

Para determinar si se ha cumplido la condición de activación, se puede usar cualquiera de los métodos descritos en las formas de realización anteriores, tal como, por ejemplo, la monitorización de parámetros de funciones polinómicas ajustadas a mediciones sucesivas de la característica de frecuencia.

Más simplemente, una condición de activación puede establecerse para satisfacerse si se mide que la característica de respuesta de frecuencia medida ha cambiado hasta cierto punto en un cierto periodo de tiempo.

45

La condición de activación en una instancia inicial "fuera de la caja" puede estar, por ejemplo, configurada de fábrica o configurada por la interfaz de usuario. También puede que no haya una condición de activación establecida en la primera instancia.

50

El dispositivo de control de potencia autónomo 118 está dispuesto para analizar la característica de frecuencia medida que se mide en momentos alrededor del punto de satisfacción de una condición de umbral de característica de frecuencia medida. Esta condición de umbral se puede establecer de modo que se cumpla cuando la característica de frecuencia medida está fuera de un intervalo establecido alrededor de un valor nominal. Los tiempos de análisis se pueden configurar, por ejemplo, a unos pocos segundos a cada lado del tiempo en que se cumple la condición de umbral. El análisis puede incluir, por ejemplo, el ajuste de funciones polinómicas o exponenciales a la característica de frecuencia medida para la ventana de tiempo establecida alrededor de la satisfacción de la condición de umbral. Otro análisis podría determinar, por ejemplo, las características relacionadas

55

con la extensión total del cambio de la característica de frecuencia medida, el tiempo total para que la característica de frecuencia medida cambie entre dos valores sustancialmente estables, y/o la tasa de cambio promedio de la característica de frecuencia medida entre los dos valores sustancialmente estables.

- 5 En cualquier caso, el dispositivo de control de potencia autónomo 800 está dispuesto para derivar uno o más parámetros de dicho análisis que caracteriza el cambio en la característica de frecuencia en torno al punto de satisfacción de la condición de umbral.

- 10 El dispositivo de control de potencia autónomo 800 está dispuesto para derivar entonces una condición de activación basada en los parámetros derivados de dicho análisis. Puede ser, por ejemplo, que el análisis determinase que la característica de frecuencia medida cambió una cantidad relativamente grande en un tiempo relativamente corto. (Este puede ser el caso en un área de la red caracterizada por una inercia relativamente baja y una rigidez relativamente baja, por ejemplo). Por lo tanto, la condición de activación se puede configurar, por ejemplo, para que se satisfaga con los cambios en la característica de frecuencia medida correspondientes a un cambio relativamente
15 pequeño en una duración determinada.

- El dispositivo de control de potencia autónomo 800 está dispuesto para actualizar cualquier condición de activación existente utilizada previamente en el dispositivo de control de potencia 800, con la condición de activación derivada del análisis. Si no se estableció previamente una condición de activación en el dispositivo, la condición de activación
20 derivada puede definir una condición de activación inicial. La condición de activación actualizada puede basarse parcialmente en condiciones de activación previamente determinadas y/o en estadísticas asociadas con estas condiciones de activación previamente determinadas. Esto puede ayudar a reducir el efecto de determinaciones espurias de condiciones de activación. Por ejemplo, una nueva condición de activación puede estar formada por un promedio de todas las condiciones de activación determinadas por el dispositivo. Este promedio, por ejemplo, puede
25 incluir solo un conjunto de las últimas condiciones de activación determinadas, por ejemplo, las últimas diez, de modo que la condición de activación también puede adaptarse fácilmente a los cambios en la naturaleza de la red del área de la red en la que es local.

- Los algoritmos de aprendizaje descritos anteriormente deben tomarse como ejemplos solamente. Algoritmos
30 relativamente simples tales como los descritos anteriormente, pueden ser ventajosos porque requieren relativamente pocos recursos informáticos. Sin embargo, se prevén otros algoritmos, por ejemplo, más complejos. Específicamente, se pueden usar mapas autoorganizados de vanguardia (por ejemplo, Kohonen SOM) y otros algoritmos de redes neuronales y/o inteligencia artificial.

- 35 El dispositivo de control de potencia autónomo 800 está dispuesto para repetir el análisis, la derivación y la actualización anteriores para cada cambio sucesivo en la característica de frecuencia medida que dé como resultado el cumplimiento de la condición de umbral. Por lo tanto, el dispositivo de control de potencia autónomo 800 "aprende", por su propio análisis de la naturaleza de los eventos de cambio de características de frecuencia, la
40 condición de activación que es más apropiada y eficaz para el área de la red en la que se implementa.

- La condición de umbral utilizada en cada repetición de aprendizaje puede vincularse a la condición de activación, por ejemplo, si una condición de activación actualizada es más sensible que la condición de activación anterior, entonces la condición de umbral también puede actualizarse para corresponder a un intervalo más estrecho de
45 característica de frecuencia sobre el valor nominal.

- El dispositivo de control de potencia autónomo 800 puede estar dispuesto para analizar la característica de frecuencia medida en ocasiones sobre una satisfacción de la condición de umbral un cierto número de veces sin definir una condición de activación. Esto permitirá al dispositivo aprender parámetros para su uso en la derivación de
50 una condición de activación adecuada para el área en la que se encuentra el dispositivo antes de implementar la condición de activación en el dispositivo. Esto puede evitar la satisfacción errónea de la condición de activación en las primeras etapas del despliegue del dispositivo de control de potencia autónomo en un área de red determinada.

- El ejemplo descrito anteriormente de un dispositivo de control de potencia 800 es ventajoso ya que es un dispositivo autónomo, independiente que no requiere medios de comunicación, y por lo tanto, puede ser relativamente rentable
55 en su funcionamiento y fácil de implementar.

En varias formas de realización detalladas en la descripción anterior, se hace referencia a un sistema de medición en la forma de un único dispositivo de medición 120. Debe observarse, sin embargo, que, en algunas formas de realización, se puede usar un sistema de medición distribuido. Este sistema de medición distribuido puede

comprender, por ejemplo, una combinación de los componentes del dispositivo de medición al que se hace referencia en la Figura 3, concretamente, un almacén de datos 304, un reloj 310, una interfaz de E/S 308, un procesador 306 y un detector 302 dispuestos de manera distribuida. El sistema de medición también puede incluir una o más unidades de control centralizadas. Estas unidades de control centralizadas pueden usarse, por ejemplo, 5 para el procesamiento centralizado de mediciones tomadas por los dispositivos de medición, o cualquier otro dispositivo descrito en el presente documento, y/o, por ejemplo, para llevar a cabo la recepción y transmisión de características, parámetros y/o condiciones descritas en el presente documento desde y/o hacia cualquiera de los dispositivos descritos en el presente documento. La unidad de control centralizada también puede llevar a cabo funciones de almacenamiento de datos que de otro modo se implementan en los diversos dispositivos descritos en 10 el presente documento. El sistema de medición también puede adoptar la forma de un dispositivo no distribuido similar a la forma de realización ejemplar descrita con referencia a la Figura 3.

Debe entenderse que cualquier característica descrita en relación con una forma de realización cualquiera puede usarse en solitario, o junto con otras características descritas, y también puede usarse junto con una o más 15 características de cualquier otra de las formas de realización, o cualquier combinación de cualquier otra de las formas de realización. Además, los equivalentes y las modificaciones no descritas anteriormente también pueden emplearse sin apartarse del alcance de la invención, que se define en las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un método para determinar, en un sistema de medición (120), una característica de respuesta de frecuencia dentro de un área síncrona de una red eléctrica (100), fluyendo la electricidad en la red (100) de acuerdo con una frecuencia de red, en el que la red eléctrica (100) está conectada a un primer grupo de una o más unidades de potencia (119), cada una de ellas dispuesta para consumir energía eléctrica y/o proporcionar energía eléctrica a la red eléctrica (100), de manera que un cambio en el suministro de potencia y/o el consumo por dicho primer grupo de una o más unidades de potencia (119) da como resultado un cambio en el flujo de potencia en la red eléctrica (100), en el que el flujo de potencia hacia y/o desde cada una de las unidades de potencia (119) se modula en base a una secuencia de señales de control, modulando de este modo la frecuencia de red para proporcionar una señal modulada en frecuencia de acuerdo con la secuencia de señales de control, comprendiendo el método:

medir, en el sistema de medición (120), una característica de frecuencia relacionada con una frecuencia de la electricidad que fluye en la red eléctrica (100);
 acceder a una base de datos (304) que almacena datos relacionados con las características de potencia de dichas una o más unidades de potencia (119) y determinar, en base a las mismas, una característica relacionada con dicha modulación de flujo de potencia; y
 determinar una característica de respuesta de frecuencia asociada con al menos un área de dicha red eléctrica (100) sobre la base de la característica de frecuencia medida y dicha característica de modulación de flujo de potencia determinada;
caracterizado por que la determinación de la característica relacionada con dicha modulación de flujo de potencia comprende:
 determinar una correspondencia entre un identificador incluido en la señal modulada en frecuencia y uno o más identificadores almacenados en la base de datos (304), identificando de este modo el primer grupo de una o más unidades de potencia (119); y
 establecer una característica de modulación de flujo de potencia asociada con el primer grupo identificado de una o más unidades de potencia (119).

2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que determinar la característica de respuesta de frecuencia comprende correlacionar la característica de frecuencia medida con dicha característica de modulación de flujo de potencia.

3. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que determinar la característica de respuesta de frecuencia comprende determinar una relación de dicha característica de modulación de flujo de potencia y la característica de frecuencia medida.

4. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que dicha característica de modulación de flujo de potencia comprende una característica de magnitud relacionada con dicha modulación de flujo de potencia.

5. Un método de acuerdo con la reivindicación 4, en el que dicha característica de magnitud comprende una amplitud del flujo de potencia.

6. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que dicha característica de frecuencia medida se mide sobre la base de uno o más de: una frecuencia de tensión alterna, una frecuencia de corriente alterna, una frecuencia medida de potencia que fluye en la red eléctrica (100); una tasa de cambio de frecuencia; un periodo de corriente o tensión alterna.

7. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que dicha característica de frecuencia medida comprende una variación de tiempo en la frecuencia asociada con dicha señal modulada.

8. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que dicha característica de respuesta de frecuencia comprende una característica de inercia.

9. Un método de acuerdo con la reivindicación 8, en el que dicha característica de inercia comprende al menos uno de entre un tiempo de subida y un tiempo de caída asociados con dicha señal modulada en frecuencia.

10. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, en el que dicha característica de respuesta de frecuencia comprende una característica relacionada con una magnitud de variación en la frecuencia

de red por cambio de unidad en el balance de potencia.

11. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que el primer grupo de unidades de potencia (119) es un grupo distribuido de unidades de potencia (119), comprendiendo el método:
- 5 modular el flujo de potencia hacia y/o desde cada uno del primer grupo de unidades de potencia (119) de acuerdo con un patrón de control, de manera que el consumo y/o suministro de potencia por la pluralidad de unidades de potencia (119) se coordina para proporcionar una señal modulada en frecuencia colectiva, que tiene una característica de frecuencia colectiva, que es detectable por el sistema de medición (120).
- 10 12. Un método de acuerdo con la reivindicación 11, que comprende enviar una señal que especifica dicho patrón de control a cada unidad de potencia del primer grupo de unidades de potencia.
13. Un método de acuerdo con la reivindicación 11 o la reivindicación 12, en el que el patrón de control comprende un patrón de repetición, y el método comprende controlar la potencia hacia y/o desde el primer grupo de
- 15 una o más unidades de potencia (119) continuamente de acuerdo con el patrón de repetición.
14. Un método de acuerdo con cualquiera de la reivindicación 11 a la reivindicación 13, que comprende controlar la potencia hacia y/o desde el primer grupo de una o más unidades de potencia (119) de manera intermitente de acuerdo con el patrón de control.
- 20 15. Un método de acuerdo con cualquiera de la reivindicación 11 a la reivindicación 14, en el que dicha señal modulada colectiva incluye un identificador que identifica dicho grupo de unidades de potencia (119), comprendiendo el método:
- 25 acceder a una base de datos (304) que almacena uno o más identificadores, cada uno asociado con dicho primer grupo de una o más unidades de potencia (119); y
- determinar una correspondencia entre el identificador incluido en la señal modulada colectiva y uno o más de los identificadores almacenados en la base de datos (304), identificando de este modo dicho primer grupo de una o más unidades de potencia (119).
- 30 16. Un método de acuerdo con la reivindicación 15, en el que cada identificador almacenado en la base de datos (304) está asociado con al menos un área de la red eléctrica (100), y el método comprende determinar un área con la cual la característica de respuesta de frecuencia determinada está asociada en base a la correspondencia del identificador determinado.
- 35 17. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que la red eléctrica (100) está conectada a un segundo grupo de una o más unidades de potencia (119) dispuestas para consumir potencia y/o suministrar potencia a la red eléctrica (100), comprendiendo el método:
- 40 determinar, sobre la base de la característica de respuesta de frecuencia determinada, uno o más parámetros para su uso al desencadenar un cambio en el consumo y/o suministro de potencia por el segundo grupo de una o más unidades de potencia (119); y
- transmitir dichos uno o más parámetros para su recepción en dicho segundo grupo de unidades de potencia (119).
- 45 18. Un método de acuerdo con la reivindicación 17, que comprende:
- recibir, en el segundo grupo de unidades de potencia (119), dicho uno o más parámetros;
- 50 derivar, sobre la base de los parámetros recibidos, una condición de activación;
- determinar, basándose en una característica de frecuencia medida de la energía eléctrica que fluye en la red (100) localmente a un segundo grupo de unidades de potencia (119), si se cumple la condición de activación; y
- en respuesta a una determinación de que se cumple la condición de activación, cambiar un flujo de potencia hacia y/o desde el segundo grupo de unidades de potencia (119).
- 55 19. Un método de acuerdo con la reivindicación 17 o 18, que comprende:
- definir, en el sistema de medición (120), una primera serie de valores asociados con la característica de frecuencia durante un primer periodo de tiempo, y una segunda serie de valores asociados con la

- característica de frecuencia durante un segundo periodo de tiempo posterior;
determinar, en el sistema de medición, una primera función polinómica que tiene un primer conjunto de coeficientes sobre la base de dicha primera serie de valores, y una segunda función polinómica que tiene un segundo conjunto de coeficientes sobre la base de dicha segunda serie de valores; y
5 determinar, en el sistema de medición (120), si la condición de activación se cumple sobre la base de una diferencia entre el primer conjunto de coeficientes y el segundo conjunto de coeficientes.
20. Un método de acuerdo con cualquiera de la reivindicación 1 a la reivindicación 16, en el que la red eléctrica (100) está conectada a un segundo grupo de una o más unidades de potencia (119) dispuestas para
10 consumir potencia y/o suministrar potencia a la red eléctrica (100), comprendiendo el método:
- determinar, basándose en la característica de respuesta de frecuencia determinada asociada a un área asociada con el segundo grupo de unidades de potencia (119), uno o más parámetros para su uso en la activación de un cambio en el consumo y/o suministro de potencia por el segundo grupo de una o más
15 unidades de potencia (119);
derivar una condición de activación sobre la base de la característica de respuesta de frecuencia medida;
medir, en un área asociada con el segundo grupo de unidades de potencia (119), una característica de frecuencia relacionada con la frecuencia de la electricidad que fluye en la red eléctrica (100);
20 comunicar la característica de frecuencia medida que se mide en el área asociada con el segundo grupo de unidades de potencia (119) al sistema de medición (120);
determinar, basándose en la característica de frecuencia medida comunicada, si se cumple la condición de activación; y
en respuesta a una determinación de que se cumple la condición de activación, enviar una solicitud al
25 segundo grupo de unidades de potencia (119) para cambiar un flujo de potencia hacia y/o desde el segundo grupo de unidades de potencia (119).
21. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 17 a 20, en el que el segundo grupo de unidades de potencia (119) es el mismo que el primer grupo de unidades de potencia (119).
- 30 22. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que la modulación de potencia comprende la modulación de al menos una de potencia real y potencia reactiva.
23. Un sistema de medición (120) para determinar una característica de respuesta de frecuencia dentro de un área síncrona de una red eléctrica (100), en el que la electricidad fluye en la red (100) de acuerdo con una
35 frecuencia de red y la red eléctrica (100) está conectada a un grupo de una o más unidades de potencia (119), cada una de ellas dispuesta para consumir energía eléctrica y/o proporcionar energía eléctrica a la red eléctrica (100), de tal manera que un cambio en el suministro de potencia y/o el consumo de dicha unidad de potencia (119) da como resultado un cambio en el flujo de potencia en la red (100), en el que el flujo de potencia hacia y/o desde cada una de las unidades de potencia (119) se modula sobre la base de una secuencia de señales de control, modulando de
40 este modo la frecuencia de red para proporcionar una señal modulada en frecuencia, estando el sistema de medición (120) dispuesto para:
- medir una característica de frecuencia relacionada con una frecuencia de la electricidad que fluye en la red eléctrica (100);
45 acceder a una base de datos (304) que almacena datos relacionados con las características de potencia de dichas una o más unidades de potencia (119) y determinar, en base a las mismas, una característica relacionada con dicha modulación de flujo de potencia; y
determinar una característica de respuesta de frecuencia asociada con al menos un área de dicha red eléctrica (100) sobre la base de la característica de frecuencia medida y dicha característica de modulación
50 de flujo de potencia determinada;
caracterizado por que el sistema de medición está dispuesto de tal manera que la determinación de la característica relacionada con dicha modulación del flujo de potencia comprende:
determinar una correspondencia entre un identificador incluido en la señal modulada en frecuencia y uno o más identificadores almacenados en la base de datos (304), identificando de este modo el primer grupo de
55 una o más unidades de potencia (119); y
establecer una característica de modulación de flujo de potencia asociada con el primer grupo identificado de una o más unidades de potencia (119).

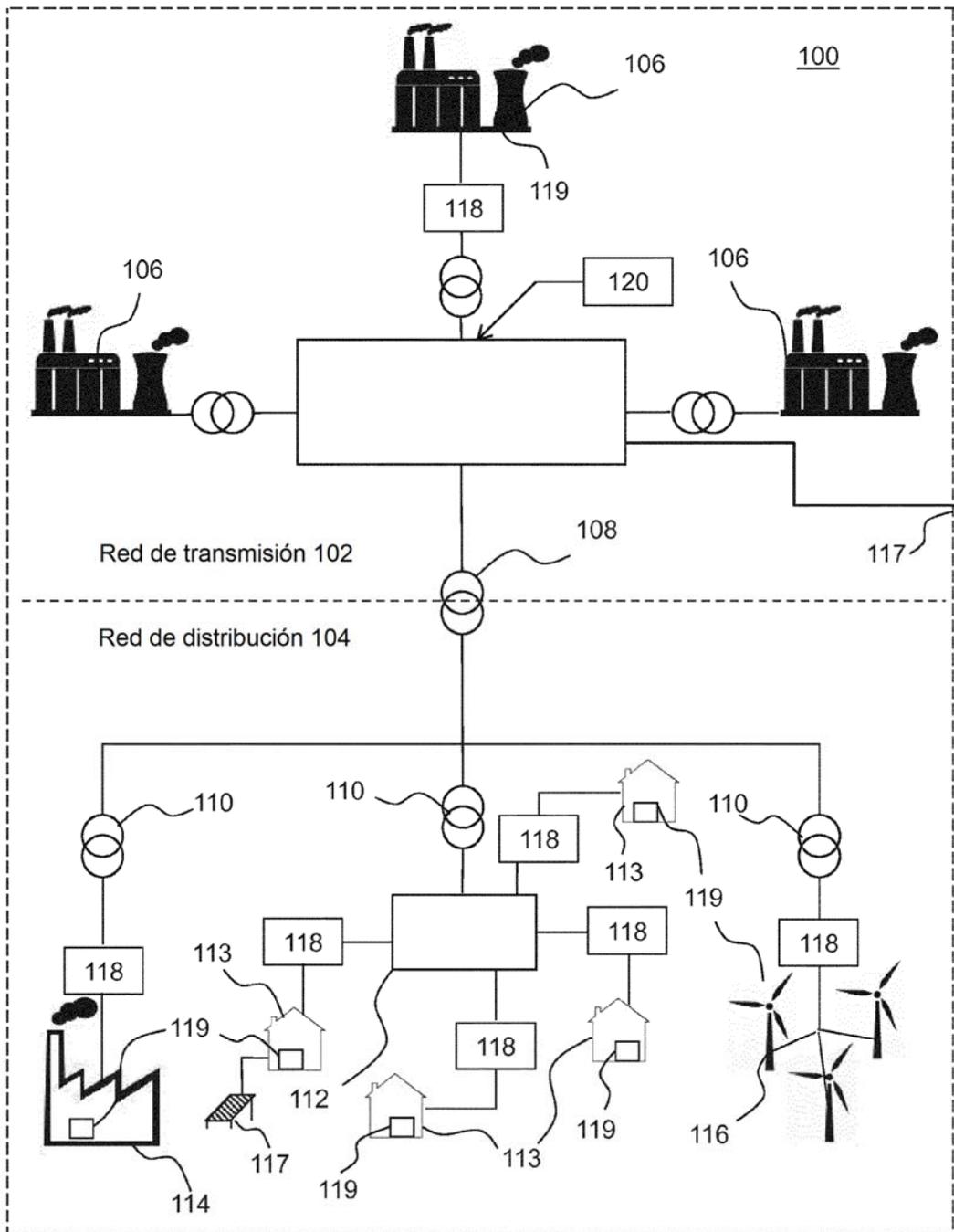


Figura 1

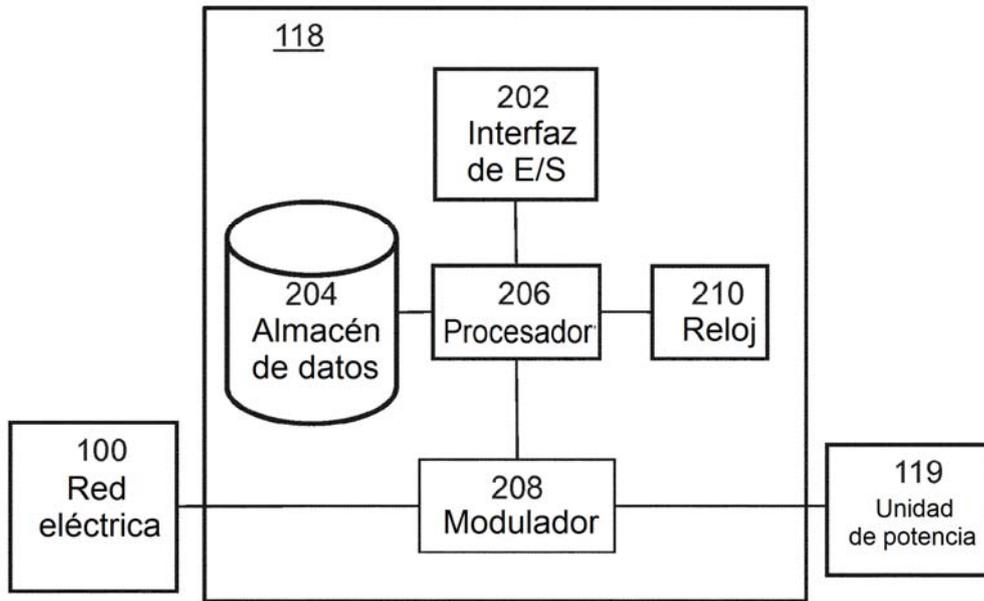


Figura 2a

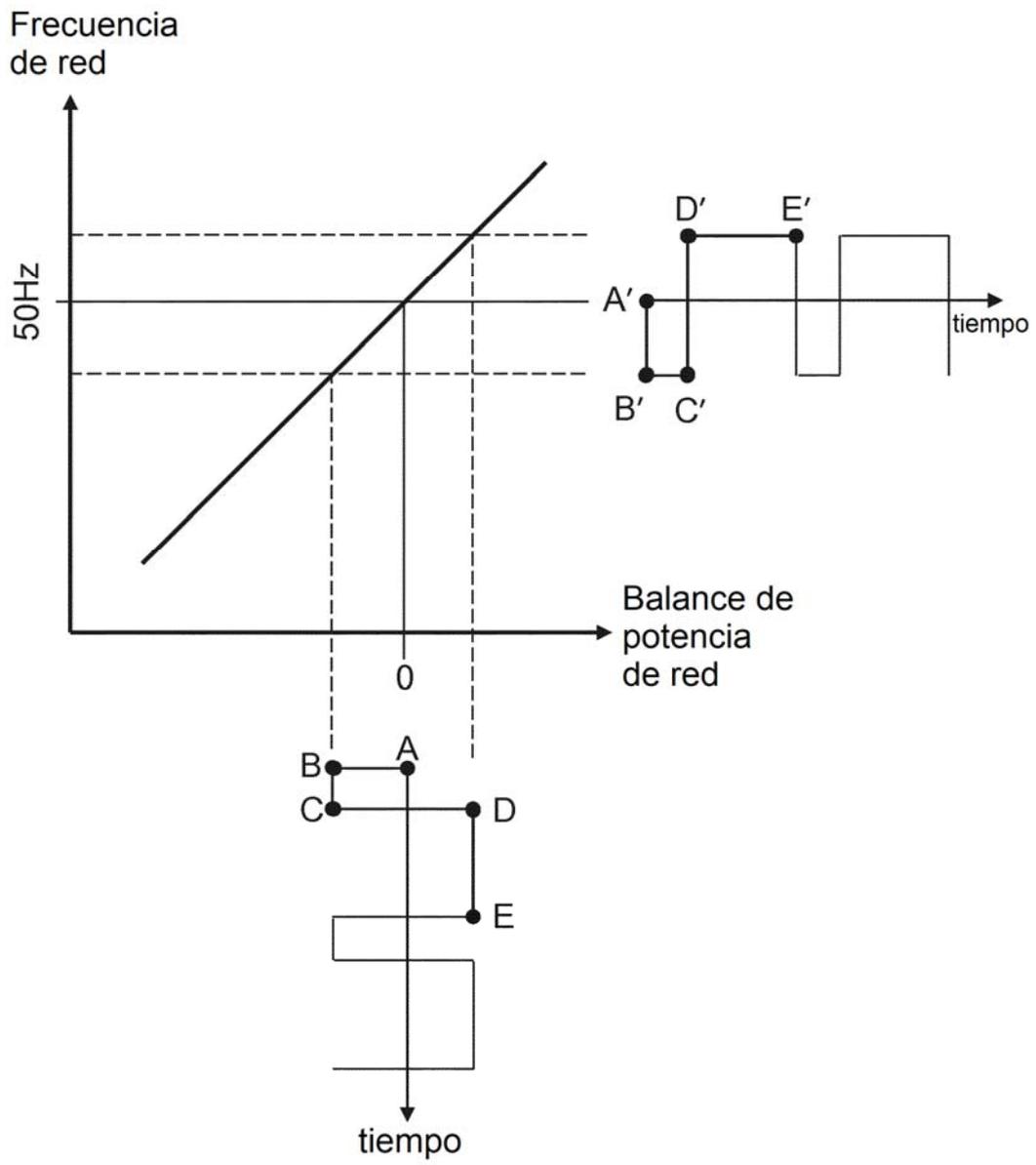


Figura 2b

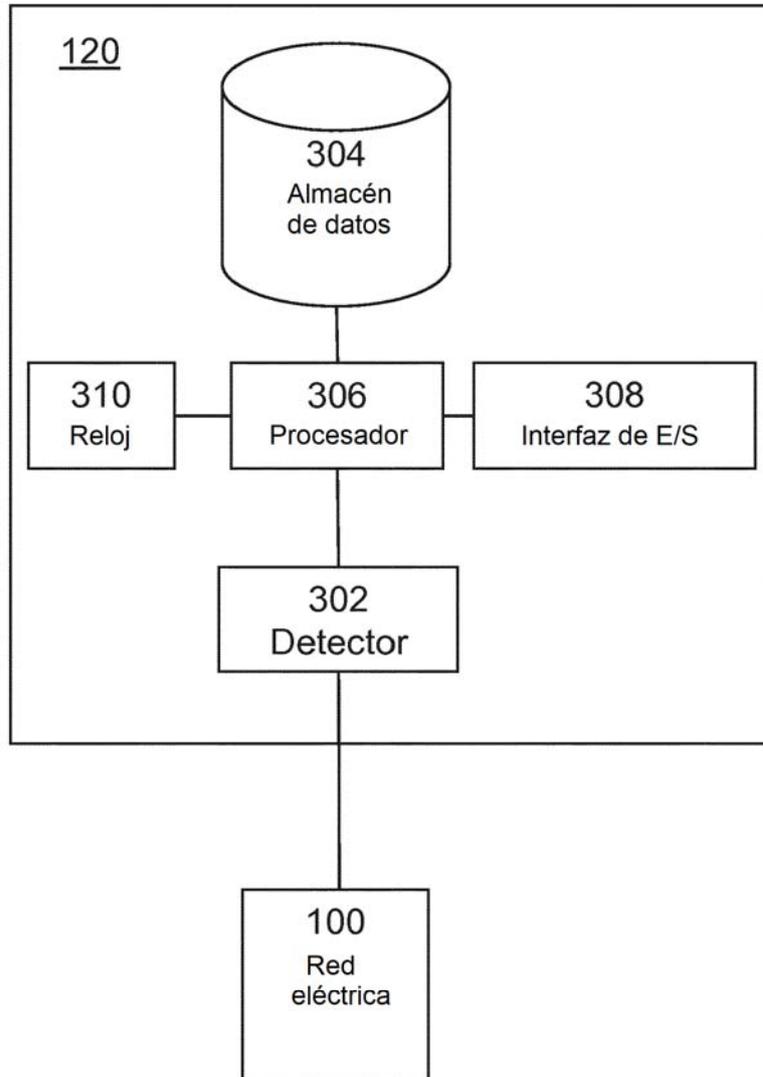


Figura 3

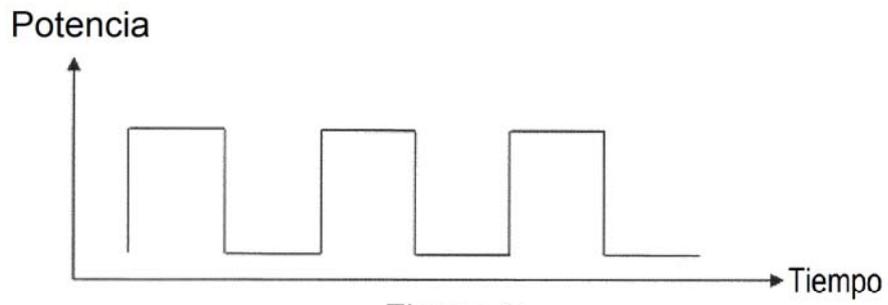


Figura 4a

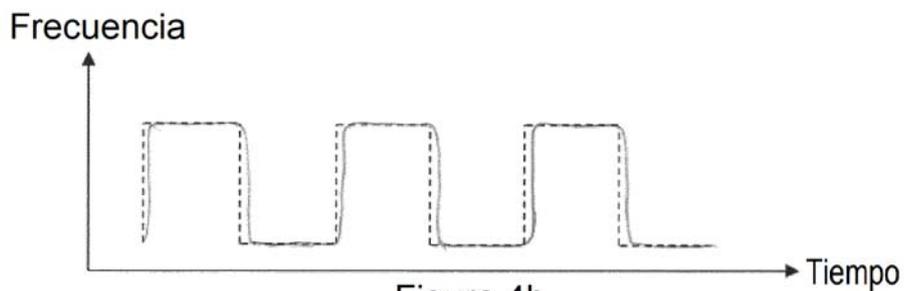


Figura 4b

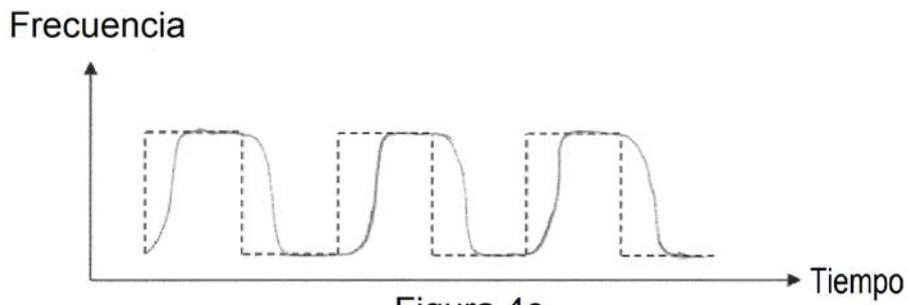


Figura 4c

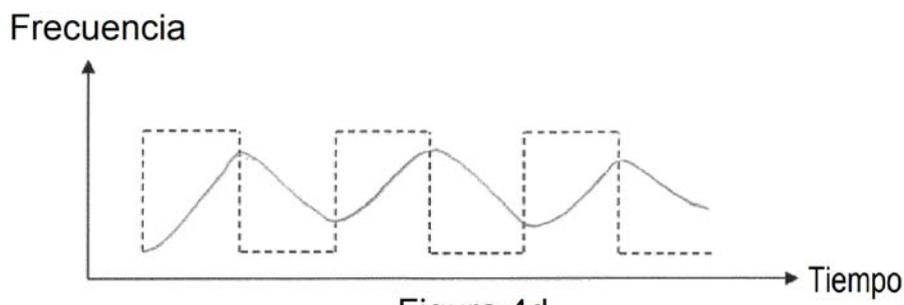


Figura 4d

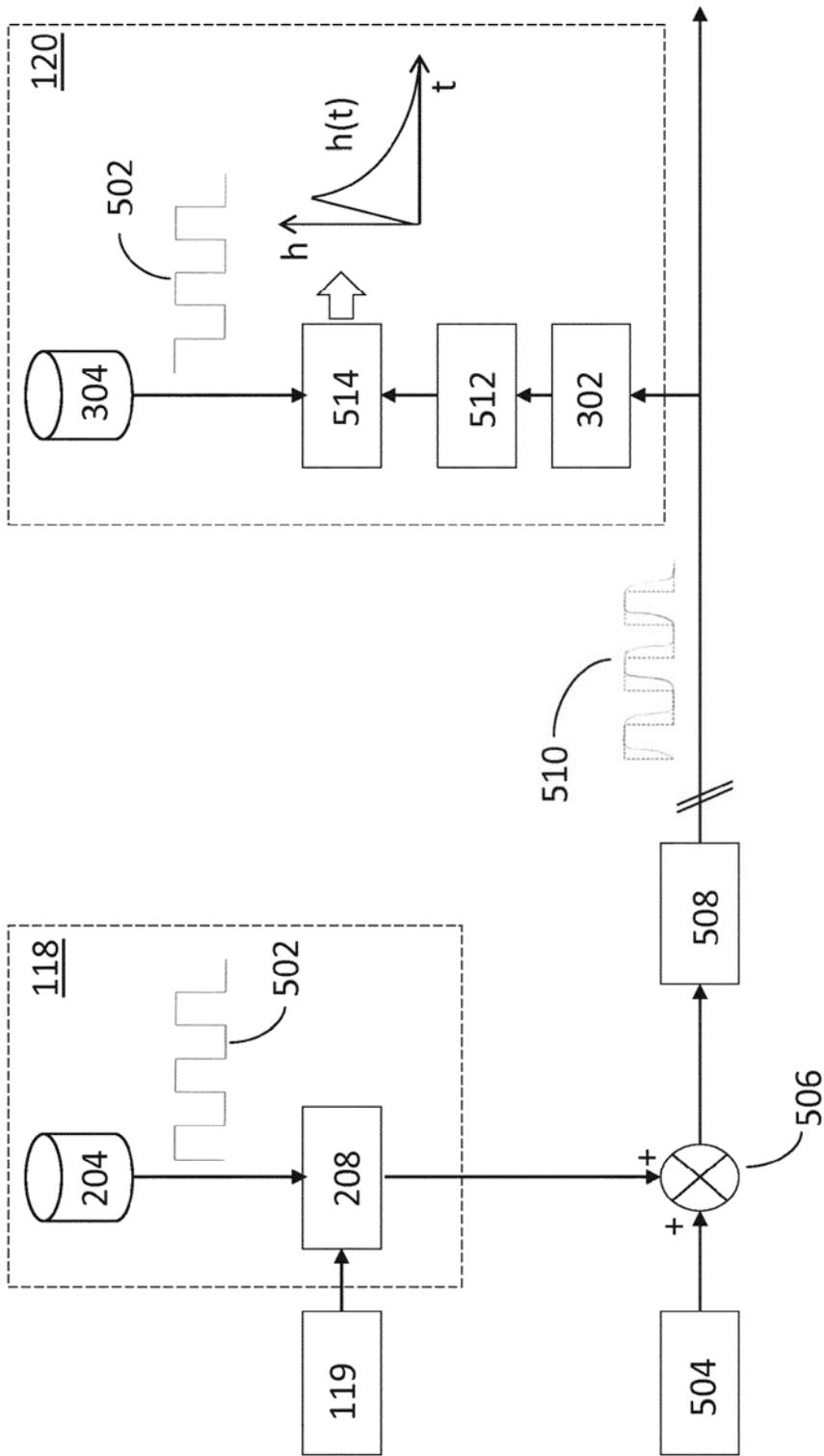


Figura 5

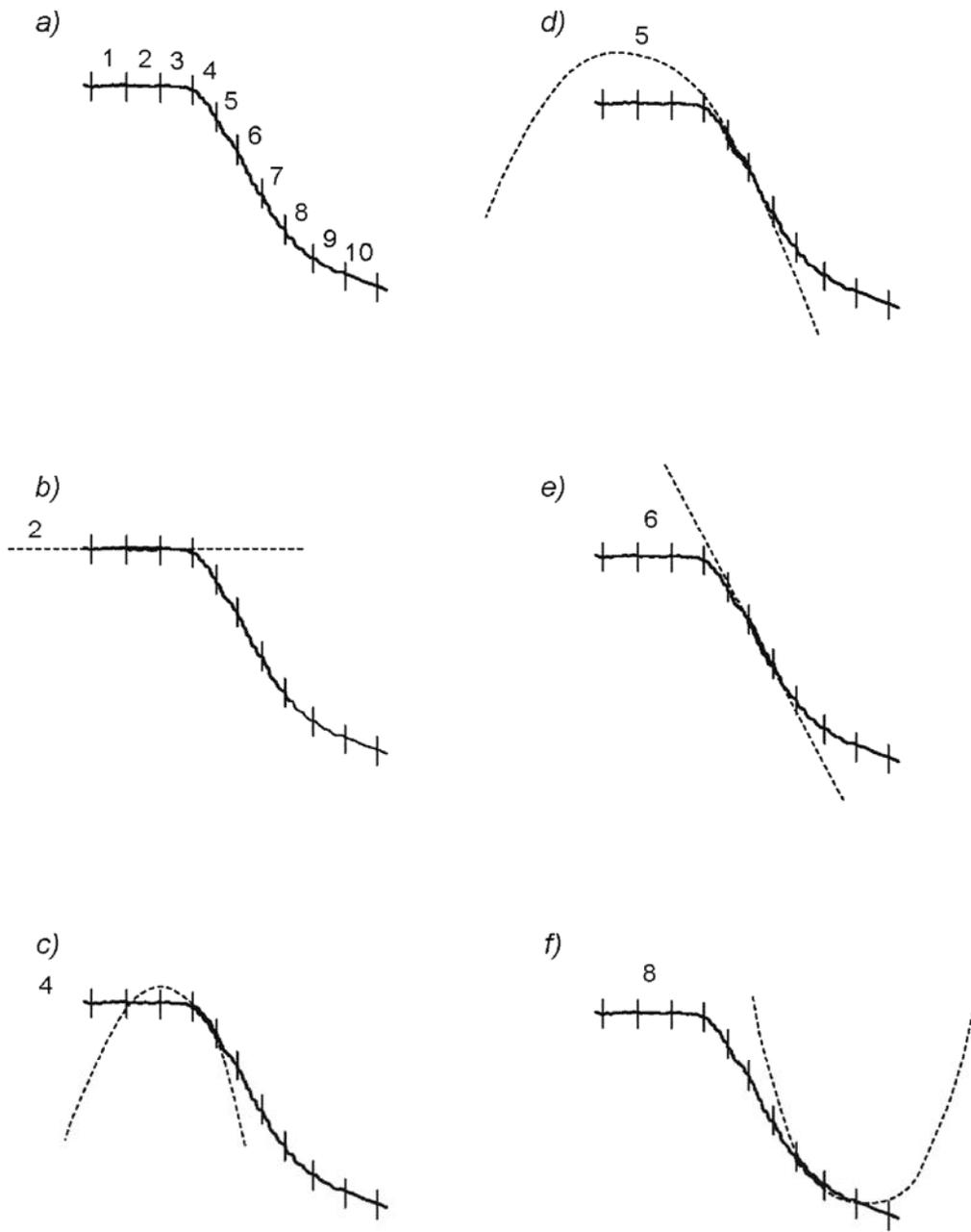


Figura 6

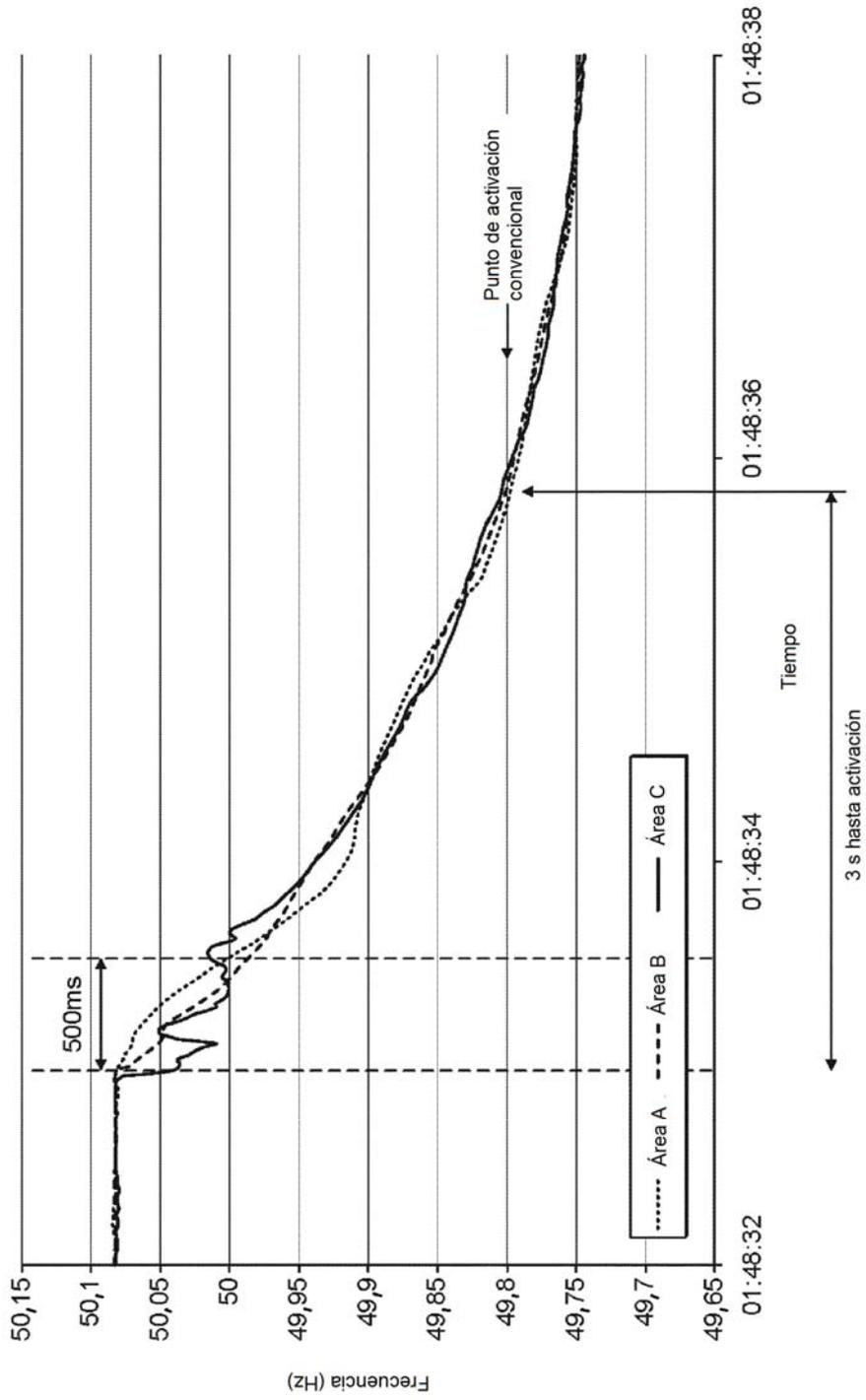


Figura 7

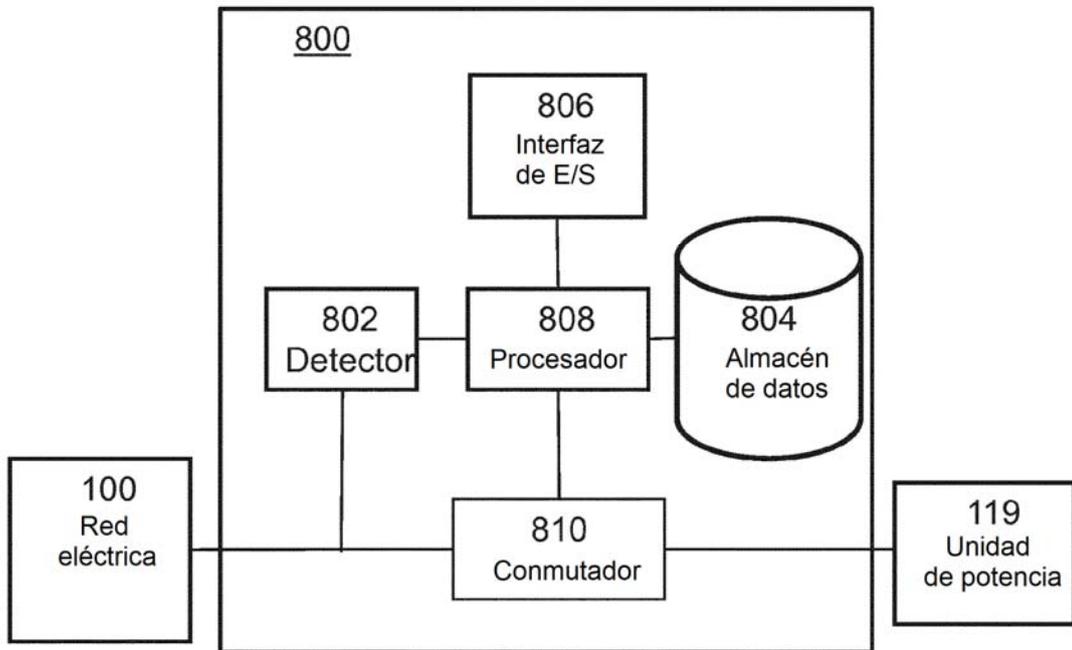


Figura 8