



19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

11 Número de publicación: **2 351 844**

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

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Número de solicitud europea: **02405576 .6**

96 Fecha de presentación : **08.07.2002**

97 Número de publicación de la solicitud: **1381132**

97 Fecha de publicación de la solicitud: **14.01.2004**

54 Título: **Estimación de parámetros para redes eléctricas.**

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:  
**11.02.2011**

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:  
**11.02.2011**

73 Titular/es: **ABB RESEARCH Ltd.**  
**Affolternstrasse 52**  
**8050 Zürich, CH**

72 Inventor/es: **Larsson, Mats;**  
**Rehtanz, Christian y**  
**Zima, Marek**

74 Agente: **Ungría López, Javier**

ES 2 351 844 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).

## ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS PARA REDES ELÉCTRICAS

## DESCRIPCIÓN

*Campo de la invención*

5 La invención se refiere a campo de las redes eléctricas de transmisión de potencia y, más particularmente, a un método, programa de ordenador y aparato para la estimación de parámetros de una red eléctrica de potencia.

*Antecedentes de la invención*

10 Una red o sistema eléctrico de transmisión de potencia comprende líneas de alta tensión y subestaciones para la transformación de las tensiones y para la conmutación de las conexiones entre líneas. A la red se conectan las cargas y las plantas de generación de energía. Un problema importante cuando se controla la generación de energía y la carga es mantener estable la frecuencia de red, es decir evitar condiciones de alta o baja frecuencia. A  
15 consecuencia de las perturbaciones importantes, tales como la parada de una estación de generación grande o una interconexión a un sistema contiguo, la frecuencia media caerá en el sistema. A menos que se elimine la caída de frecuencia antes de que la frecuencia alcance 47-48 Hz en un sistema de 50 Hz (o 57-58 Hz en un sistema de 60 Hz), las unidades térmicas dispararán  
20 dado que sus turbinas se dañarían con un funcionamiento prolongado en baja frecuencia y entonces es altamente probable un apagón. En estas situaciones, puede por lo tanto ser necesario desconectar carga para preservar la integridad del sistema.

25 La desconexión de cargas con baja frecuencia (UFLS, del inglés "Underfrequency Load Shedding") es la protección más ampliamente utilizada contra la inestabilidad de la frecuencia. Típicamente, la carga se desconecta basándose en una medición de la frecuencia local en varios pasos de 5-20% cada uno. Los valores de umbral típicos son 57-58,5 Hz para sistemas de 60 Hz o de 48-48,5 Hz para un sistema de 50 Hz. Normalmente hay también un  
30 retardo de tiempo intencionado para el rechazo de ruidos. Los inconvenientes de este tipo de relés es su lenta respuesta, debido a que tienen que esperar hasta que la frecuencia ya sea baja antes de ordenar la desconexión de cargas. Como resultado, se puede desconectar demasiada carga (sobre desconexión) produciendo como resultado una condición de alta frecuencia.

35 Es bien conocido que un desequilibrio de potencia  $\Delta P$  a continuación de

la parada de un generador o una desconexión de línea se puede calcular a partir de una relación de cambio inicial  $d\omega/dt$  de la frecuencia y una constante de inercia del sistema  $H_{sistema}$  de acuerdo con la fórmula:

$$(1) \quad \Delta P = 2H_{sistema} \frac{d\omega}{dt}$$

5 como se muestra por ejemplo en P.M. Anderson y M. Mirheydar, "A low-order System Frequency Response Model", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, nº. 3, 1990. Este valor se puede usar como una indicación de la cantidad de carga que se ha de desconectar para eliminar una caída adicional de frecuencia. Existen varias propuestas para relés UFLS basados en mediciones  
10 locales. Tales relés evitan la respuesta lenta de los relés convencionales, sin embargo, dado que hay una falta de coordinación entre los relés, es difícil ajustarlos de manera que se evite la sobre desconexión. Un inconveniente adicional de ambos tipos de relés es que su ajuste depende de suposiciones hechas fuera de línea de la respuesta de las cargas ante desviaciones de  
15 frecuencia y de la inercia del sistema restante. Dado que éstas varían de perturbación a perturbación, los relés se han de ajustar para un escenario del peor caso y por lo tanto pueden tomar acciones de control excesivas, conduciendo también a una alta frecuencia.

V.V. Terzija, H.-J.Koglin, "New Approach of Adaptive Automatic Load Shedding", ETEP Vol. 11, Nº, 5, septiembre/octubre de 2001, propone  
20 determinar la frecuencia y su velocidad de cambio mediante un algoritmo del tipo de Newton no recursivo usando mediciones de frecuencia en varias localizaciones y constantes de inercia de los generadores conectados para determinar una frecuencia media del sistema.

#### 25 *Descripción de la invención*

Es un objeto de la invención crear un método, programa de ordenador y aparato para la estimación de los parámetros de una red eléctrica de potencia del tipo mencionado inicialmente, que mejore una estimación para los parámetros de funcionamiento de la red actualmente válidos.

30 Estos objetos se consiguen mediante un método, programa de ordenador y aparato para la estimación de los parámetros de una red eléctrica de potencia de acuerdo con las reivindicaciones 1, 8 y 9.

El método inventivo para la estimación de los parámetros de una red eléctrica de potencia comprende las etapas de:

- 35 • la medición de modo repetido, en una pluralidad de localizaciones de la

- red, de los valores síncronos de las variables eléctricas de la red;
- la identificación, durante el funcionamiento de la red, de los parámetros válidos actualmente de un modelo matemático de la red eléctrica; caracterizado por

5 el cálculo, a partir de un modelo matemático que tenga los parámetros actualmente válidos, de una cantidad de potencia para la desconexión correctora de carga que desplace una frecuencia de red predicha hacia una frecuencia de red nominal.

en el que

- 10 • las variables medidas son la frecuencia, la potencia absorbida por cada una de la pluralidad de cargas observadas y una pérdida de potencia activa total; y
- los parámetros identificados comprenden los parámetros de carga actualmente válidos, que representan una dependencia de la carga de la frecuencia y la tensión.

15 Esto permite la estimación continua de las características de carga durante el funcionamiento de la red. Por lo tanto es posible tener en cuenta una variación inherente de las características de la carga con respecto a las variaciones de tensión y frecuencia. Esto mejora la precisión de la estimación y la fiabilidad de las acciones y cálculos adicionales basados en el estado estimado.

20 En una variante preferida de la invención el modelo incorpora un efecto de coeficientes de sensibilidad que especifican, para cada carga, una dependencia de los cambios de tensión de la potencia real y reactiva consumida. Esto mejora adicionalmente la precisión del modelo y de los parámetros estimados.

25 En una variante preferida adicional de la invención, se calculan parámetros de una representación en el espacio de estado lineal de la dinámica de la red, comprendiendo la representación del espacio de estado un término que representa perturbaciones no controladas de la generación o consumo de potencia. Esto permite modelizar el efecto de tales perturbaciones sobre los estados del modelo lineal explícitamente y o bien estimar las perturbaciones no conocidas continuamente o bien incorporar las perturbaciones medidas en el modelo, mejorando la estimación u otras variables y/o parámetros.

30

35

En una variante preferida adicional de la invención, el método comprende la etapa del cálculo, a partir del modelo matemático que tiene los parámetros actualmente válidos, de un indicador de la estabilidad de frecuencia como una frecuencia en estado estable predicha  $y^*$  de la red. Esto permite  
5 determinar si la frecuencia en estado estable predicha  $y^*$  es aceptable o no y hasta qué punto la frecuencia en estado estable predicha  $y^*$  excede los límites aceptables.

En una variante preferida adicional de la invención, el método comprende la etapa del cálculo, a partir del modelo matemático que tiene los  
10 parámetros actualmente válidos, de una cantidad de potencia para la desconexión de carga correctiva que desplace la frecuencia de red predicha hacia la frecuencia objetivo que esté más cercana a la frecuencia de red nominal. Esto permite la iniciación de una acción protectora mediante la descarga aproximadamente de dicha cantidad de potencia en una o más  
15 localizaciones en la red.

El programa de ordenador para la estimación de los parámetros de una red eléctrica de potencia de acuerdo con la invención se puede cargar en una memoria interna de un ordenador digital y comprende un medio de códigos de programa de ordenador para hacer que, cuando dicho medio de códigos de  
20 programas de ordenador se carga en el ordenador, el ordenador ejecute el método de acuerdo con la invención. En una realización preferida de la invención, un producto de programa de ordenador comprende un medio que pueda leer un ordenador, que tenga un medio de códigos de programa de ordenador registrado en él.

El aparato para la estimación de los parámetros de una red eléctrica de potencia de acuerdo con la invención comprende un procesador de datos, una memoria acoplada al procesador y medios de códigos de programas de ordenador almacenados en dicha memoria, en el que dicho medio de códigos de programa de ordenador, cuando se ejecuta por el procesador, hace que se  
30 ejecute el método de acuerdo con la invención.

Las realizaciones preferidas adicionales son evidentes a partir de las reivindicaciones dependientes de la patente.

#### *Breve descripción de los dibujos*

La materia sujeto de la invención se explicará con más detalle en el texto  
35 a continuación con referencia a las realizaciones de ejemplo preferidas, que se

ilustran en los dibujos adjuntos, en los que:

- la Figura 1 muestra esquemáticamente una parte de una red eléctrica de potencia;
- 5 la Figura 2 muestra un histórico en el tiempo de la frecuencia de red a continuación de la pérdida de un generador;
- la Figura 3 muestra un histórico en el tiempo de la frecuencia real y la frecuencia en estado estable estimada;
- la Figura 4 muestra un histórico en el tiempo de un error de predicción de la frecuencia en estado estable;
- 10 la Figura 5 muestra un histórico en el tiempo de la frecuencia real y la frecuencia en estado estable estimada tras una pérdida de un generador y la desconexión de carga correctiva posterior; y
- la Figura 6 muestra un histórico en el tiempo de la frecuencia de red a continuación de tres disparos de planta, usando redes de desconexión de carga con baja frecuencia locales convencionales (UFLS) y con el método de acuerdo con la invención.
- 15

Los símbolos de referencia usados en los dibujos, y sus significados, se listan en forma de sumario en la lista de símbolos de referencia. En principio, las partes idénticas están provistas con el mismo símbolo de referencia en las

20 figuras.

#### *Descripción detallada de realizaciones preferidas*

La figura 1 muestra esquemáticamente una parte 1 de una red eléctrica de potencia. Los buses 2 se conectan mediante las líneas 3 que pueden comprender cambiadores de tomas en carga (ULTC, del inglés “under load tap changers”) 4. Un cambiador de tomas en carga es un transformador cuya relación de transformación se puede conmutar en pasos discretos. También conectados a los buses 2 están los generadores 5 tales como generadores simples o plantas de energía completas y las cargas 6. Las cargas 6 son consumidores de potencia u otras redes, por ejemplo a un nivel de tensión inferior. Cada carga 6 se conecta a la red mediante una conexión de carga, que es, por ejemplo una alimentación eléctrica que conduce a un consumidor de potencia. Cuando la sección de la red eléctrica de potencia bajo consideración es una red de transmisión de alta tensión, la alimentación eléctrica puede conducir a la una red de distribución de alta o media tensión. Se conecta al

30

35 menos una unidad de medición de fasores a un bus 2 o a una alimentación

eléctrica. Las líneas de interfaz 8 conducen a redes contiguas.

La unidad de medición de fasores 7 mide fasores de la tensión en y de la intensidad a través de una conexión eléctrica tal como una alimentación eléctrica o línea o barras de bus. Los datos del fasor representan un fasor y  
5 pueden ser un número polar, en el que el valor absoluto corresponde o bien a la magnitud real o al valor RMS de una magnitud y el argumento de fase al ángulo de fase en el momento cero. Alternativamente, el fasor puede ser un número complejo que tenga partes reales e imaginarias o el fasor puede usar notación rectangular o exponencial. Los fasores se pueden usar para  
10 representar magnitudes tales como la tensión, intensidad, potencia o energía asociadas con el conductor de fase o un circuito electrónico. Por el contrario, los dispositivos de detección convencionales usados en las redes eléctricas generalmente miden sólo representaciones escalares, medias, tales como el valor RMS de la tensión, intensidad, etc. En un sistema de potencia trifásico  
15 cuyas fases estén en un estado equilibrado, los fasores de las tres fases se pueden representar mediante un único fasor común.

Se usan las unidades de medición de fasores 7 por tres razones. Primero, las mediciones se toman con cortos intervalos de aproximadamente 20 a 100 milisegundos. Esto da una visión del sistema con una elevada  
20 resolución en el tiempo. Segundo, la información del fasor proporcionada requiere una instalación de unidades de medición de fasores 7 solamente en una de cada tres o cuatro estaciones o buses para un área que se haya de observar. Tercero, las mediciones sincronizadas en el tiempo y marcadas el tiempo de la totalidad de las unidades de medición de fasores 7 juntas forman  
25 una instantánea dinámica del estado del sistema. La primera razón se relaciona con la determinación de parámetros del parámetro de carga. La segunda y tercera razones están relacionadas con la observación dinámica del área crítica y la determinación del equilibrio del modelo de sistema.

El método evita los inconvenientes de los relés convencionales basándose en el control sobre mediciones continuas de las señales requeridas  
30 en lugar de suposiciones conservadoras fuera de línea. Estas mediciones continuas se deberían proporcionar mediante un sistema de medición de área amplia que comprende las UMF con una frecuencia de actualización de al menos 4 Hz, aunque una frecuencia de actualización más elevada daría como  
35 resultado un mejor rendimiento. Se forma continuamente un modelo

equivalente a una máquina simple y se usa para la supervisión y control de la estabilidad de frecuencia.

Tal sistema de mediciones de área grande se describe en Rehtanz y col. "System for Wide Area Control, Protection and Optimization based on Phasor Measurements", Proceedings "Power systems and communications systems infrastructure for the future", Pekín, septiembre de 2002, que por la presente se incorpora en su totalidad por referencia.

A partir de las mediciones de las UMF, el sistema de medición en área grande determina los siguientes valores:

- Potencia de salida activa y reactiva de los generadores conectados.
- Tensión en una pluralidad de buses del sistema de potencia. No todos los buses deben estar provistos con una UMF, por ejemplo, podrían estar equipados con una UMF la mitad de los buses de una red.
- La potencia activa y reactiva absorbida por una pluralidad de cargas; en la que se observen al menos las cargas que se vayan a usar para desconexión de cargas.
- La totalidad de las pérdidas en el sistema eléctrico.

Además, el sistema de medición en área grande puede almacenar la constante de inercia de cada generador tal como la proporciona un operador del generador, o estimar la inercia a partir de mediciones realizadas durante el funcionamiento.

Todo se basa en un modelo de generador simple de cada isla como se propone en el documento de Anderson y Mirheydar citado en la introducción. Para simplificar la explicación, el efecto de los sistemas de control se despreciará en principio. Esta es una suposición conservadora. La dinámica de la frecuencia se determina entonces por la ecuación diferencial

$$(2) \quad \frac{d\omega_{med}}{dt} = \frac{1}{2H_{sistema}} (P_m - P_e),$$

en donde

$$(3) \quad H_{sistema} = \sum_{i=1..N} H_i, \quad P_m = \sum_{i=1..N} P_{m,i}, \quad P_e = P_{pérdida} + \sum_{i=1..N} P_{c,i}$$

para una isla con  $N$  generadores,  $M$  buses de carga y pérdidas de potencia activa  $P_{pérdida}$ .  $H_{sistema}$  indica una constante de inercia de la red, construida con las constantes de inercia  $H_i$  de los generadores individuales.  $P_m$  es la potencia mecánica total entregada a los ejes de los generadores por las turbinas,  $P_{c,i}$  es la potencia eléctrica absorbida por la carga  $i$ -ésima y  $P_e$  es la carga eléctrica

total sobre los generadores. Inmediatamente antes de una pérdida de generación, la ecuación (2) está en un estado de equilibrio y  $P_m$  es igual a  $P_e$ . Si se desprecia la acción del sistema de control del generador, entonces se puede suponer que  $P_m$  permanece constante durante un corto tiempo después de que suceda una condición de baja frecuencia.

Esta carga controlable se modeliza usando una forma estática linealizada:

$$(4) \quad P_{c,i}(V_i, \omega_i) = (1 - k_i) P_0 (1 + a_i(V_i - V_{0,i}) + c_i(\omega_{med} - \omega_s))$$

$$(5) \quad Q_{c,i}(V_i, \omega_i) = (1 - k_i) Q_0 (1 + b_i(V_i - V_{0,i}) + d_i(\omega_{med} - \omega_s))$$

donde  $k_i$  con  $0 \leq k_i \leq 1$  es una constante para modelización de la desconexión de carga,  $V_{0,i}$  es una tensión nominal en el bus  $i$ , y  $\omega_s$  es la frecuencia síncrona. Los parámetros  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $c_i$  y  $d_i$  en este modelo de cargas representan la característica de la carga y se estiman continuamente. Linealizando el modelo de carta y escribiéndolo en forma de matiz conduce a:

$$(6) \quad \Delta P_L = A\Delta V + C\Delta\omega_{med} + G\Delta k$$

$$(6) \quad \Delta Q_L = B\Delta V + D\Delta\omega_{med} + H\Delta k$$

Para tener en cuenta el efecto de las variaciones de tensión, el modelo propuesto por Anderson y Mirheydar es, en una realización preferida de la invención, incrementado con matrices de coeficientes de sensibilidad que incorpora, para cada carga, una dependencia del cambio de la tensión sobre la potencia real y reactiva consumida por la carga:

$$(8) \quad \Delta V = E\Delta P_L \text{ y } \Delta V = F\Delta Q_L$$

Las matrices de los coeficientes de sensibilidad  $E$  y  $F$  se determinan a partir de los datos obtenidos por el sistema de mediciones de área grande. En una realización preferida de la invención, se actualizan continuamente, por ejemplo cada 200 milisegundos. Las ecuaciones anteriores corresponden esencialmente a la representación linealizada de la red. Combinando las ecuaciones (2)-(8) para eliminar las variables  $\Delta V$ ,  $\Delta P_L$  y  $\Delta Q_L$ , el modelo se puede escribir en forma de la ecuación diferencial ordinaria (EDO):

$$(9) \quad \frac{d\Delta x}{dt} = A_{edo}\Delta x + B_{edo}\Delta k + E_{edo}\Delta p$$

$$(10) \quad \Delta y = C_{edo}\Delta x$$

donde  $x$  es el vector de estado dinámico. En esta solicitud el único estado dinámico es la frecuencia media  $\omega_{med}$ .  $x$  es por ello escalar, y  $C_{edo}$  es igual a uno. En una realización preferida de la invención,  $x$  es un vector, que

representa la frecuencia en diferentes localizaciones en la red. En una realización preferida adicional de la invención,  $x$  incluye estados usados para modelizar el sistema de control del generador y/o la dinámica del centro de medición. En este caso,  $C_{edo}$  se configura de forma que el vector de salida  $\Delta y$  representa la frecuencia  $\omega$  por separado.  $\Delta k$  es una entrada de control externa que representa la desconexión de carga y  $\Delta p$  es una entrada de perturbación, que representa por ejemplo disparos de generadores o desconexiones de carga no coordinadas. Nótese que todas las ecuaciones se describen en forma incremental, con relación al punto de funcionamiento. Esto es,  $\Delta x = x - x_0$ ,  $\Delta y = y - y_0$ ,  $\Delta k = k - k_0$ , etc. corresponden al valor de las variables al comienzo del intervalo de muestreo presente. Mediante la formulación del modelo (9)-(10) en forma incremental se inserta un integrador natural en el bucle de control y el control se hace más robusto frente a errores en el modelizado. La forma EDO se usa para la determinación de los controles.

Las variables medidas son la pérdida de potencia activa total  $P_{pérdida}$  a través de la red, la potencia absorbida por cada una de las cargas observadas  $P_{c,i}$  y las mediciones de frecuencia a través de la red. A partir de estas mediciones de frecuencia, se calcula la frecuencia media  $\omega_{med}$ , por ejemplo de acuerdo con el método descrito en el documento mencionado anteriormente de Terzija y col. El cambio en  $\omega_{med}$  es igual a  $\Delta x$ .

Las variables medidas se incorporan en las ecuaciones (9)-(10),  $\Delta P_L$  y  $\Delta Q_L$  se eliminan y se estiman los parámetros restantes  $\Delta p$ ,  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $c_i$ ,  $d_i$ . Las variables estimadas se determinan mediante un procedimiento de estimación descrito a continuación y se calculan posteriormente las matrices  $A_{edo}$ ,  $B_{edo}$ ,  $C_{edo}$ ,  $E_{edo}$  a partir de estas variables estimadas.

La Figura 2 muestra una trayectoria típica en el tiempo de una frecuencia de red a continuación de la pérdida de un generador. Se pueden determinar los parámetros  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $c_i$  y  $d_i$  en el modelo de carga de las ecuaciones (6)-(7) a partir de mediciones tomadas al menos en tres muestras bajo diferentes condiciones de red. El sistema se activa cuando la desviación de frecuencia media del sistema es mayor que 0,1 Hz o una derivada en la frecuencia mayor que 0,3 Hz/s, tanto positiva como negativa. La última muestra antes de que se cumpla la condición de activación se convierte en el punto de medición 1, el punto en el que la condición se viola por primera vez se convierte en el punto 2. El punto 3 se toma cuando la desviación de frecuencia es suficientemente

grande para estimar la desviación de frecuencia de carga. En las simulaciones para este documento, se ha usado un límite de  $\pm 0,2$  Hz. Para posteriores casos en el tiempo, se determinan los parámetros de red, en una realización preferida de la invención, a través de un esquema de mínimos cuadrados que utiliza  
5 todos los puntos de medición disponibles o un número máximo predeterminado.

La estabilidad de frecuencia se determina de la siguiente forma: se calcula el desequilibrio entre la potencia actual en el sistema como

$$(11) \quad \Delta p = 2H_{sistema} \frac{d\omega_{med}}{dt}$$

10 Ese desequilibrio de potencia cambiará debido a sensibilidad de la carga a la frecuencia y tensión así como a las acciones de control aplicadas. La magnitud  $d\omega_{med}/dt$  es una señal de medición y la inercia de red  $H_{sistema}$  se proporciona por el sistema de mediciones de área grande permitiéndonos estimar el desequilibrio de potencia usando la ecuación (2).

15 El desequilibrio de potencia calculado corresponde por ello a la cantidad de generación o carga perdida solamente en el instante de la desconexión, es decir, en el punto de medición 1. Usando el desequilibrio de potencia, se calcula la frecuencia en estado estable  $y^*$  predicha a partir de las ecuaciones (9)-(10) mediante el ajuste de la derivada a cero y resolviendo  $\Delta y^*$ ,  
20 conduciendo a

$$(12) \quad \Delta y^* = C_{edo} A_{edo}^{-1} (B_{edo} \Delta k + E_{edo} \Delta p)$$

En esta etapa, se supone que no se realiza un control de desconexión de cargas, es decir,  $\Delta k = 0$ , de modo que la salida en estado estable predicha se puede escribir como

$$25 \quad (13) \quad \Delta y^* = C_{edo} A_{edo}^{-1} E_{edo} \Delta p$$

y la salida real se puede escribir

$$(14) \quad y^* = y_0 + \Delta y^*$$

El valor de frecuencia en estado estable calculado usando (14) se puede usar como un indicador de la estabilidad de frecuencia —si la frecuencia en estado estable no es aceptable, se han de aplicar controles correctivos tales como la desconexión de cargas—.   
30

La figura 3 ilustra la precisión de la frecuencia mínima estimada sin desconexión de cargas para un caso con disparo secuencial de los generadores G3 en 10,1 s, G4 en 85,2 s y G5 en 160 s. Esto corresponde

aproximadamente a un tercio de la generación previa a la perturbación. Nótese que el último disparo es una perturbación grande que se usa aquí principalmente para ilustrar que hay algunas inexactitudes en el método debido a la suposición de que la red es lineal, hecha en las ecuaciones (8). El método predice con precisión la frecuencia final en 1 - 2 segundos. Sin embargo este tiempo depende altamente de la constante de tiempo de filtrado usada para las mediciones de la derivada de frecuencia. Se puede conseguir una convergencia más rápida pero esto da como resultado oscilaciones en la predicción de la frecuencia en estado estable.

Nótese que hay un retardo antes de que se lleven a cabo los controles ordenados y que su efecto se puede notar en las mediciones del sistema eléctrico. Hay varias fuentes para este retardo: por ejemplo el retardo de comunicación de la subestación en donde se realiza el control, el tiempo real que lleva aplicar el control, el retardo de comunicación del siguiente conjunto de mediciones y la constante de tiempo del filtro de la señal de medición. Durante ese tiempo, las estimaciones de frecuencia en estado estable proporcionadas por (15) y (16) no son fiables.

La Figura 4 muestra del error de la predicción de frecuencia en estado estable. Podemos ver un rápido incremento en el error de predicción en las primeras pocas muestras después de cada disparo. Esto se debe a que se nota el retardo de tiempo de la muestra simple antes de que la planta dispare y posteriormente al tiempo que lleva converger a la estimación de la derivada de frecuencia. A continuación de este pico inicial, hay un lento transitorio debido a los errores introducidos por la linealización de las ecuaciones de red. Según se aproxima la frecuencia a su valor de estado estable este componente de error también converge a cero.

La acción de control se lleva a cabo mediante la desconexión de una cierta cantidad de potencia de carga o/además de la inyección de una cierta cantidad de potencia en la red. La cantidad de potencia requerida se determina de la siguiente forma:

Supongamos que se ha calculado una cierta frecuencia de estado estable  $y^* = y_0 + \Delta y^*$  usando la ecuación (16) y que esta frecuencia predicha sea inaceptable. Para simplificar el cálculo de la cantidad de carga a desconectar podemos fijar  $B_{edo} = 1 / (2H_{sistema})$ , suponemos de ese modo que la carga se desconecta en un único punto. El salto de potencia que se necesita

aplicar para mantener la estimación de frecuencia en estado estable en un cierto valor objetivo  $y_{ref}^*$  se puede determinar a continuación mediante la inserción del valor objetivo en la ecuación (12), notando a partir de (2)-(9) que  $\Delta P = B_{edo} k_i$ , y resolviendo para  $\Delta P$ :

$$(18) \quad \Delta P = -\frac{\Delta y_{ref}^* + C_{edo} A_{edo}^{-1} E_{edo} \Delta p}{C_{edo} A_{edo}^{-1} B_{edo}}$$

donde

$$\Delta y_{ref}^* = y_{ref}^* - y_0 .$$

En una realización preferida de la invención, la carga no se desconecta en un único punto, y se seleccionan las cargas individuales a desconectar para aproximarse a  $\Delta P$  tan correctamente como sea posible, de acuerdo con el siguiente algoritmo:

1. Calcular la cantidad de carga a desconectar requerida usando la ecuación (18).
2. Hallar las cargas con los saltos adecuados y calcular su tamaño de salto real, esto es, teniendo en cuenta la carga real en las salidas de alimentación.
3. Asignar un salto de desconexión de carga a la carga con el tamaño de salto más cercano a la cantidad restante a desconectar.
4. Repetir la etapa 3 hasta que al menos se haya desconectado la cantidad de carga calculada en la etapa 1.

En otra realización preferida de la invención, las cargas que están relativamente más alejadas de los generadores se desconectan de modo preferente.

La Figura 5 muestra el histórico en el tiempo de la frecuencia de red a continuación de la desconexión de las 2 unidades G3 y G4. En el tiempo 200 s, la ecuación (18) sugiere que se necesita desconectar 2,97 p.u. de carga activa para restaurar la frecuencia a 49 Hz. Esta cantidad de potencia activa se inyecta en el bus 8 y se restaura la frecuencia. La figura muestra que la cantidad calculada es precisa.

En el sistema eléctrico práctico, se puede conseguir el salto de potencia requerida no solamente mediante desconexión de carga sino también por otros medios tales como las potencia de emergencia de plantas eléctricas de turbinas de gas, dispositivos de almacenamiento de corto alcance y enlaces de

alta tensión en corriente continua (HVDC). El método es aplicable también al caso de una isla rica en generación, en el que puede aparecer la situación de alta frecuencia. En tal situación, el método determina reducciones en la generación en lugar de la carga. El control se puede efectuar, por ejemplo, mediante el disparo de generación o rápidos cambios en las válvulas de control.

Para ilustrar el rendimiento del método inventivo comparado con un esquema convencional que usa relés locales de desconexión de carga por baja frecuencia, se muestran en la Figura 6 los resultados de la simulación a partir de simulaciones de un sistema eléctrico de prueba, la respuesta de frecuencia a continuación de la desconexión de tres unidades, en 10, 89 y 160 segundos, respectivamente. Vemos que cuando se disparan las dos unidades pequeñas en 10 y 86 s, respectivamente, el esquema propuesto actúa más rápido que el UFLS local. Por otro lado, el método propuesto aplica acciones de estabilización tan pronto como se pueden calcular con precisión y la caída de frecuencia se suprime por lo tanto antes. Otra observación que se puede realizar es que el tiempo de reacción y por lo tanto la caída de frecuencia, es ligeramente más pequeño en el segundo disparo dado que no se emplea tiempo en la estimación de los parámetros de carga. Cuando se dispara la unidad grande, la caída de frecuencia es realmente más grande con el método propuesto que con el esquema local debido a los retardos de tiempo introducidos por la comunicación y los cálculos centralizados. Sin embargo, el esquema local utiliza demasiada desconexión de carga y se presenta una considerable subida de frecuencia.

Lista de denominaciones

- 1 sección de la red eléctrica de potencia
- 2 bus
- 3 línea
- 4 cambiador de tomas en carga (ULTC)
- 5 generador
- 6 carga
- 7 unidad de medición de fasores
- 8 línea de interfaz

## REIVINDICACIONES

1. Un método para la estimación de parámetros en una red eléctrica de potencia, que comprende las etapas de:
- 5 • la medición, repetida y sincronizadamente, en una pluralidad de localizaciones de la red, de las variables eléctricas de la red; y
- la identificación, durante el funcionamiento de la red, de los parámetros válidos actualmente de un modelo matemático de la red eléctrica; caracterizado por que el método comprende
- 10 • el cálculo, a partir de un modelo matemático que tenga los parámetros actualmente válidos, de una cantidad de potencia para la desconexión de carga correctora que cambie una frecuencia de red predicha hacia una frecuencia de red nominal.
- en el que
- 15 • las variables medidas son la frecuencia  $\omega$ , la potencia absorbida por cada una de la pluralidad de cargas observadas  $P_{c,i}$  y una pérdida de potencia activa total  $P_{pérdida}$ ; y
- los parámetros identificados comprenden los parámetros de carga actualmente válidos  $a_i, b_i, c_i, d_i$ , que representan una dependencia de la carga de la frecuencia y la tensión.
- 20
2. Método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el modelo incorpora un efecto de coeficientes de sensibilidad  $E, F$  que especifican, para cada carga, una dependencia del cambio de tensión de la potencia real y reactiva consumida.
- 25
3. Método de acuerdo con la reivindicación 1 ó 2, en el que se calculan los parámetros de una representación en el espacio de estado lineal  $A_{edo}, B_{edo}, C_{edo}, E_{edo}$  de la dinámica de la red, siendo la representación en el espacio de estado
- 30

$$\frac{d\Delta x}{dt} = A_{edo}\Delta x + B_{edo}\Delta k + E_{edo}\Delta p$$

$$\Delta y = C_{edo}\Delta x$$

y que comprende un término  $E_{edo}\Delta p$  para las perturbaciones no controladas en la generación o consumo de potencia y en el que un vector de estado  $\Delta x$  y una salida  $\Delta y$  de la representación en el espacio de estado comprenden al menos una o más frecuencias de red.

5

4. Método de acuerdo con una de las reivindicaciones precedentes, que comprende la etapa de

- el cálculo, a partir de un modelo matemático que tenga los parámetros actualmente válidos, de un indicador de estabilidad de frecuencia como la frecuencia en estado estable predicha  $y^*$  de la red.

10

5. Método de acuerdo con la reivindicación 4 y la reivindicación 3, en el que la frecuencia en estado estable predicha  $y^*$  se calcula como

15

$$y^* = y_0 + \Delta y^*$$

donde

20

$$\Delta y^* = C_{edo} A_{edo}^{-1} E_{edo} \Delta d$$

y donde  $y_0$  es un punto de funcionamiento de referencia y  $\Delta y^*$  es una diferencia con relación a este punto de funcionamiento.

25

6. Método de acuerdo con la reivindicación 3, en el que la cantidad de potencia para la desconexión de carga correctiva se calcula como

$$\Delta P = - \frac{\Delta y_{ref}^* + C_{edo} A_{edo}^{-1} E_{edo} \Delta p}{C_{edo} A_{edo}^{-1} B_{edo}}$$

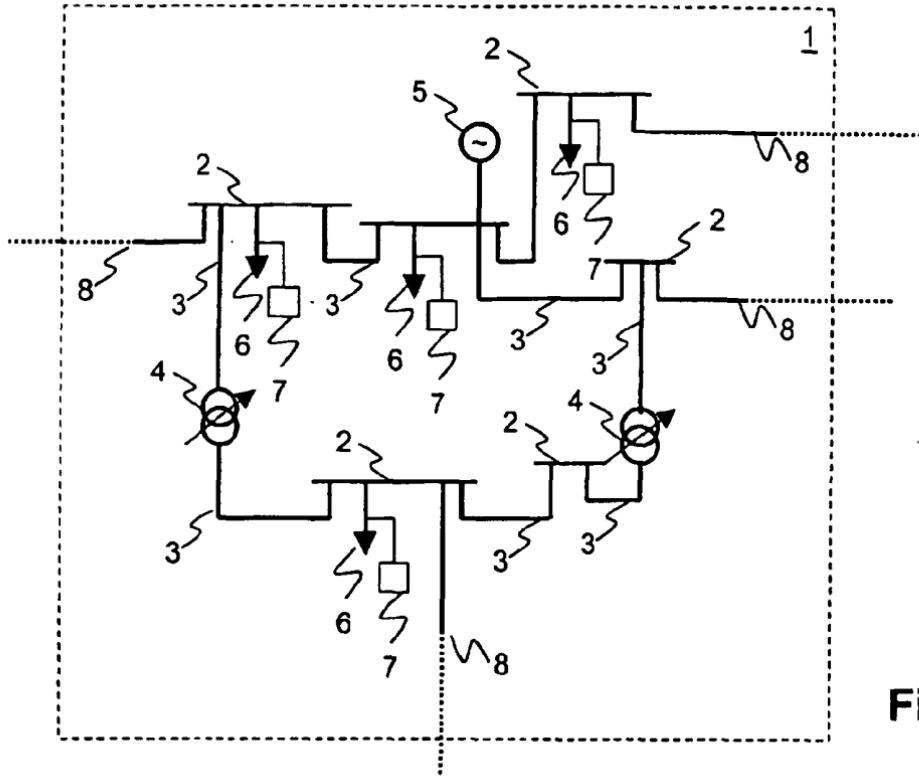
30

donde  $y_0$  es un punto de funcionamiento de referencia y  $\Delta y_{ref}^* = y_{ref}^* - y_0$  es una frecuencia objetivo posterior a la desconexión que se necesita alcanzar.

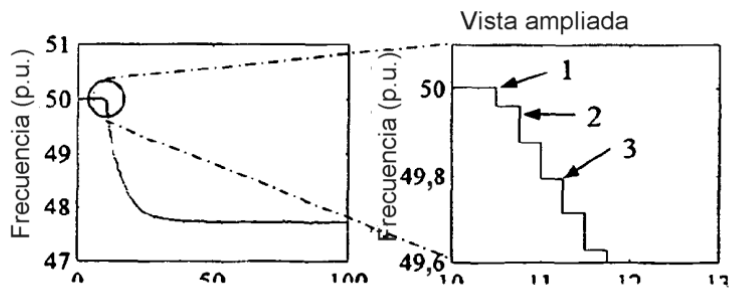
7. Programa de ordenador para la estimación de parámetros de una red eléctrica de potencia que se puede cargar y ejecutar en una unidad de procesamiento de datos y en el que el programa de ordenador, cuando se

ejecuta, realiza las etapas de acuerdo con una de las reivindicaciones precedentes.

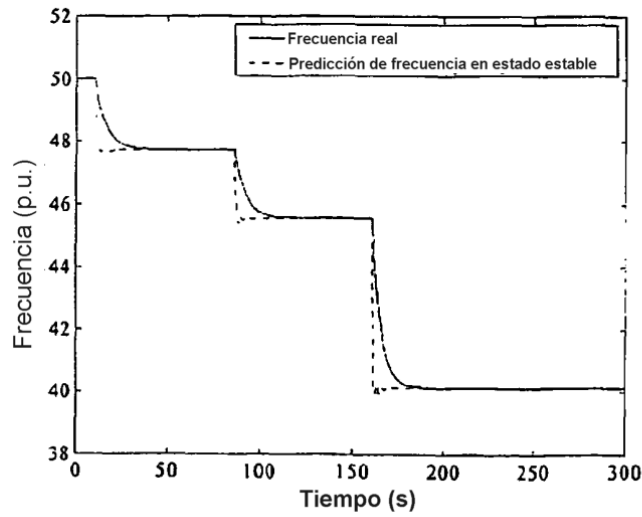
- 5 8. Aparato para la estimación de parámetros de una red eléctrica de potencia, que comprende un procesador de datos, una memoria acoplada al procesador y un medio de códigos de programas de ordenador almacenado en dicha memoria, en el que dicho medio de códigos de programas de ordenador, cuando se ejecuta por el procesador, realiza las etapas de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 al 6.



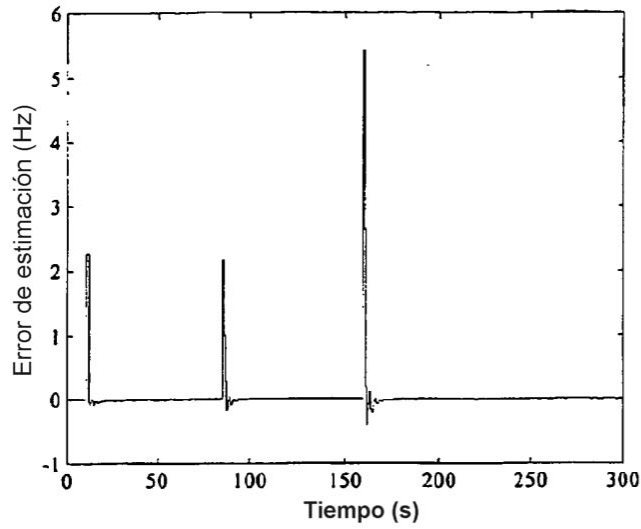
**Fig. 1**



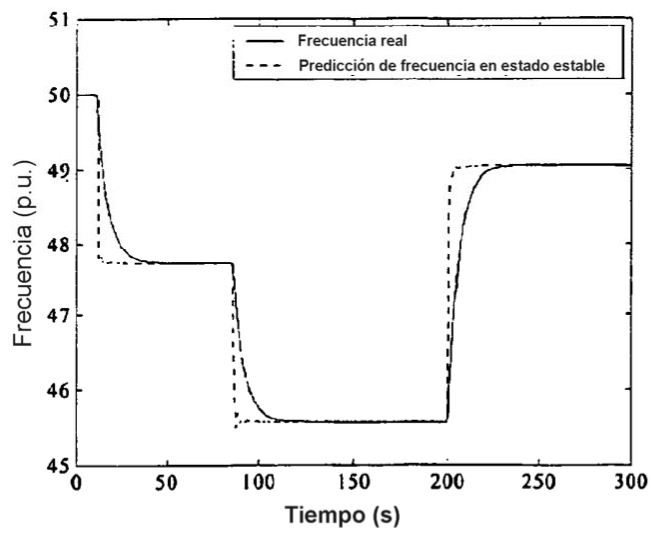
**Fig. 2**



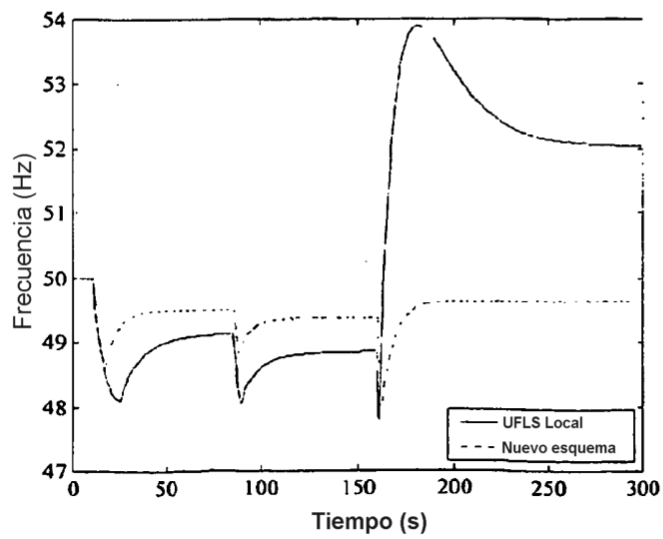
**Fig. 3**



**Fig. 4**



**Fig. 5**



**Fig. 6**