

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 914 246**

51 Int. Cl.:

G01R 31/08 (2010.01)

H02J 3/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **31.01.2017** **E 17153978 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **18.05.2022** **EP 3355073**

54 Título: **Generación de patrones para la identificación de fallas en redes eléctricas**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la
traducción de la patente:
08.06.2022

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

MÜNZ, ULRICH;
BEYER, DAGMAR y
HEYDE, CHRIS OLIVER

74 Agente/Representante:

LOZANO GANDIA, José

ES 2 914 246 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

Generación de patrones para la identificación de fallas en redes eléctricas

- 5 La invención se refiere a un procedimiento y a un sistema para la generación de patrones para la identificación de fallas en redes eléctricas, a un procedimiento y a un sistema para la identificación de fallas en redes eléctricas y a un producto de programa informático.

- 10 Durante el funcionamiento de una red eléctrica debe garantizarse que la estabilidad de la red eléctrica en su conjunto se mantenga en caso de avería de componentes o equipos individuales. Esto requiere la monitorización de la red. Esto generalmente se implementa mediante mensajes a las salas de control previstas para el control de la red. Los mensajes provienen de dispositivos de protección u otros aparatos de medición locales. En muchos casos, estos mensajes, que llegan de forma independiente a la sala de control, se evalúan manualmente. A este respecto, los mensajes contienen los resultados de fallos en la red, pero posiblemente no las magnitudes físicas en sí mismas. Un
- 15 mensaje sería, por ejemplo, la información de que un dispositivo de protección se ha disparado debido a una configuración específica. Si no es posible una explicación clara de tales mensajes, entonces es posible leer desde los dispositivos de campo los denominados *fault records*, es decir, registros de fallos que contienen los datos de medición física en alta resolución. Actualmente, este proceso todavía se lleva a cabo en muchos casos de forma manual.
- 20 Surgen nuevas posibilidades de monitorización mediante las denominadas unidades de medición fasorial (Phasor Measurement Units, PMU), con las que se están equipando cada vez más redes eléctricas. En la literatura alemana, estas PMU también se denominan medidores de aguja y los datos medidos con ellos se denominan datos de indicador o datos de medición de indicador. Con las PMU se pueden medir corrientes y tensiones con alta resolución y sincrónicamente en diferentes puntos en redes eléctricas. Las PMU a menudo utilizan tecnología satelital y permiten
- 25 la medición y la monitorización sincronizadas en el tiempo en tiempo real. Los datos obtenidos de esta manera se utilizan hoy en día, por ejemplo, para detectar oscilaciones de potencia y otros eventos críticos en la red eléctrica.

- Sin embargo, aún es muy difícil identificar los fallos causales (en inglés: *contingencies*) para estos eventos críticos a partir de los valores de medición de PMU. La reconstrucción de los fallos causales se puede intentar con la ayuda del
- 30 modelado de estados de red. En el documento EP 2978096 A1 se propone un modo de proceder basado en modelos para encontrar o identificar fallas en la red. A este respecto, mediante el modelado de estados de red afectados por fallos se generan patrones para la identificación de fallas (los patrones para la identificación de fallas también se denominan en lo sucesivo patrones de fallo) y a estos patrones de fallo se les asignan medidas para garantizar la estabilidad de la red. Esta información se almacena en una memoria de datos. Si se produce un patrón de fallo en la
- 35 red, el patrón se puede comparar con los patrones de fallo presentes en la memoria de datos. Mediante identificación del patrón de fallo correspondiente en la memoria de datos se identifican entonces el fallo asociado y la medida requerida. El documento EP1381132 divulga un procedimiento para determinar parámetros de una red eléctrica sobre la base de un modelo con el objetivo de corregir las inestabilidades de frecuencia de la red. Existe la necesidad de mejorar aún más dicha detección de fallos de red basada en modelos sobre la base de patrones de fallo.

- 40 La invención tiene como objetivo mejorar la detección de fallos de red sobre la base de patrones de fallo.

- Este objetivo se logra, en cada caso, mediante un procedimiento para la generación de patrones para la identificación de fallas en redes eléctricas según la reivindicación 1, un procedimiento para la identificación de fallas en redes
- 45 eléctricas según la reivindicación 9, un sistema para la generación de patrones para la identificación de fallas en redes eléctricas según la reivindicación 11, un sistema para la identificación de fallas en redes eléctricas según la reivindicación 12 y un producto de programa informático según la reivindicación 13.

- La invención se basa en el reconocimiento de que los patrones de fallo normalmente no solo son característicos del fallo asociado, sino que también dependen del estado nominal (es decir, sin fallos) de la red, es decir, son relativamente
- 50 específicos.

- Por tanto, de acuerdo con una configuración del objeto de la invención, se propone un procedimiento para la generación de patrones para la identificación de fallas en redes eléctricas, en el que se elimina en gran medida la
- 55 influencia de los estados nominales de la red sobre los patrones de fallo generados. El término "red eléctrica" debe interpretarse, a este respecto, en sentido amplio. Comprenderá cualquier conexión de elementos con la cual se intercambie corriente entre los elementos con el propósito de suministrar energía a los elementos. Ejemplos de ello son, sin limitación, las redes de transmisión y distribución de corriente en el intervalo de alta, media y baja tensión. La invención se puede aplicar en general a todos los sistemas técnicos complejos que funcionan con electricidad, en los
- 60 que se prevé un modelado del suministro eléctrico a los componentes del sistema.

- De acuerdo con esta configuración, las etapas que se describen a continuación se realizan para diferentes instantes, y así se genera un patrón para un perfil de tiempo después de un posible fallo. Esta ejecución puede, pero no tiene que, tener lugar en estos instantes diferentes, es decir, el procedimiento comprende la generación de patrones tanto
- 65 en tiempo real como fuera de línea. Como primera etapa, en una red eléctrica se usan valores que caracterizan un estado de la red eléctrica para magnitudes específicas de la red eléctrica medibles. A este respecto, "medible" designa

el tipo de datos. Los valores en sí mismos pueden, pero no tienen que, ser determinados por medición. De acuerdo con una configuración, se trata de valores obtenidos por modelado o simulación. En particular, las magnitudes en sí mismas también pueden ser magnitudes cuyos valores puedan medirse como datos de indicador, es decir, mediante medidores de aguja. En este caso y en lo sucesivo, se entenderá a este respecto por red eléctrica cualquier red prevista o adecuada para la transmisión y distribución de energía eléctrica, en particular redes de distribución de alta, media y baja tensión.

En una etapa posterior, se determinan valores para los datos específicos de la red eléctrica por medio de un modelo para la red eléctrica. Esta determinación se puede realizar, por ejemplo, por medio de un observador en el sentido de la tecnología de control, es decir, por medio de un sistema que determina valores de magnitudes no medibles a partir de los valores de datos de entrada conocidos y datos de salida de un sistema de referencia observado. A este respecto, la determinación por medio de un modelo se basa en magnitudes de entrada específicas de la red conocidas y magnitudes o estados específicos de la red desconocidos. Las magnitudes de entrada específicas de la red conocidas pueden comprender, por ejemplo, las magnitudes específicas de la red medibles mencionadas anteriormente. Los valores de las magnitudes específicas de la red desconocidas están especificados de conformidad con una red eléctrica que funciona sin fallos (es decir, estado nominal o comportamiento nominal de la red). El modelo se puede controlar mediante la retroalimentación adecuada de las magnitudes específicas de la red conocidas, de modo que el estado del modelo se corresponda lo más posible con el estado de la red (por ejemplo, como se describió anteriormente, representan un observador en el sentido de la tecnología de control), pero con la condición límite de la suposición del funcionamiento sin fallos o nominal de la red.

La generación de un patrón para la identificación de fallas tiene lugar, entonces, calculando la diferencia entre los valores que caracterizan el estado de la red eléctrica y los valores determinados por medio del modelo para los distintos instantes.

Los patrones generados de esta manera son en gran parte independientes, o al menos más independientes, del estado nominal de la red. Esto significa que para un fallo específico se obtienen patrones idénticos o al menos similares para diferentes estados nominales de la red. Esto es ventajoso para los análisis porque se logra una mejor transferibilidad de los resultados del modelado y una reducción en la complejidad (debido a la menor cantidad de tipos de patrones de fallo).

De acuerdo con una configuración del procedimiento, se determinan valores para las magnitudes específicas de la red eléctrica medibles por medio de simulación. En este caso, existe un sistema de simulación de estados de la red eléctrica para diferentes estados de la red eléctrica que se corresponden con fallas. Con este sistema se determinan los valores que caracterizan el respectivo estado de la red eléctrica para las magnitudes específicas de la red medibles. Por medio de estos valores se generan, entonces, los patrones para la identificación de las respectivas fallas. Se obtienen así patrones que se corresponden con fallas simuladas, es decir, existe una asignación entre patrones y fallas. Esta asignación de patrones para la identificación de fallas (es decir, patrones de fallo) a fallas puede almacenarse en una base de datos. A este respecto la asignación también puede tener carácter indirecto. Por ejemplo, puede tener lugar una asignación de patrones para la identificación de fallas a medidas contra las fallas asociadas y almacenarse en una base de datos, es decir, en este caso la falla respectiva se indica mediante la o las contramedidas.

En otra configuración del procedimiento, los valores que caracterizan un estado de la red eléctrica para las magnitudes específicas de la red eléctrica medibles vienen dados por los valores de medición correspondientes. Se determinan entonces para una pluralidad de modelos diferentes valores para las magnitudes específicas de la red eléctrica por medio del modelo. A este respecto, la determinación por medio de un modelo se basa en magnitudes de entrada específicas de la red conocidas y magnitudes o estados específicos de la red desconocidos. Las magnitudes específicas de la red desconocidas están establecidas de conformidad con una falla en la red eléctrica. Se genera un patrón para la identificación de fallas calculando la diferencia entre los valores que caracterizan el estado de la red eléctrica y los valores determinados por medio del modelo para los diferentes instantes. A partir de los patrones generados para la pluralidad de modelos, se puede identificar un patrón de conformidad con el mínimo –con respecto a la pluralidad– de una medida para la magnitud absoluta de los valores del patrón (por ejemplo, dado el caso, la suma ponderada de las cantidades de valores del patrón en un intervalo específico) y se puede inferir la falla asociada a partir del patrón identificado.

La invención también comprende un procedimiento para la identificación de fallas en redes eléctricas. En este caso, para diferentes instantes en una red eléctrica se usan valores de medición para magnitudes específicas de la red eléctrica y se determinan valores para las magnitudes específicas de la red eléctrica por medio de un modelo para la red eléctrica. El modelo es preferiblemente el mismo modelo o el mismo observador que se usa para el procedimiento de acuerdo con la invención para la generación de patrones para la identificación de fallas en redes eléctricas. La determinación por medio de un modelo se basa en magnitudes de entrada específicas de la red conocidas y magnitudes o estados específicos de la red desconocidos, en donde los valores de las magnitudes específicas de la red desconocidas están especificados de conformidad con una red eléctrica que funciona sin fallos. Se genera un patrón para la identificación de fallas calculando la diferencia entre los valores de medición y los valores determinados por medio del modelo para los diferentes instantes. Finalmente, el patrón se compara con patrones almacenados en una base de datos, generados según un procedimiento de acuerdo con la invención y asignados (normalmente

asignación 1:1) a fallas. Mediante la comparación tiene lugar la identificación de la falla asignada al patrón (eventualmente, incluida la media que se ha de tomar para la falla).

La invención también comprende una base de datos con patrones generados según un procedimiento de acuerdo con la invención y asignados a fallas, y sistemas, así como un producto de programa informático para llevar a cabo el método de acuerdo con la invención. La base de datos y los sistemas pueden diseñarse sobre la base de hardware convencional, por ejemplo, medios informáticos o de memoria.

La invención se describe con más detalle a continuación en el marco de ejemplos de realización con referencia a las figuras. Muestran:

la Fig. 1: un sistema para la generación de patrones de fallo basada en simulación,

la Fig. 2: una identificación de fallos basada en patrones de fallo,

la Fig. 3: la dependencia de los patrones de fallo del estado nominal de la red,

la Fig. 4: una generación de patrones de fallo de acuerdo con la invención, y

la Fig. 5: una identificación de fallos sobre la base de patrones de fallo de acuerdo con la invención.

A continuación se presenta con referencia a las figuras 1 y 2 una posibilidad de identificación de fallas basada en simulación. En la figura 1 se muestra un sistema 1 para la simulación de estados de una red eléctrica (en lo sucesivo: simulador de red eléctrica). Las siguientes magnitudes desempeñan un papel en la simulación:

	Significado	Ejemplos
u	entrada conocida	potencia de referencia para corriente continua de alta tensión (CCAT)
w, p	entrada incierta y parámetros inciertos	suministro de corriente por planta de energía solar o eólica, disponibilidad de línea eléctrica
x	estados del sistema	frecuencia del generador i
y	salida medible	mediciones de PMU

El modo de proceder consta de dos etapas esenciales:

1. En primer lugar, se determina el estado de la red durante el tiempo de funcionamiento de la red eléctrica (por ejemplo, cada 15 minutos) y, partiendo de ello, se simulan diversas fallas con ayuda del simulador de red eléctrica 1. Un patrón de fallos simulado y se muestra en la figura 1. Idealmente, también se simulan a este respecto posibles contramedidas y se evalúan para determinar si estas contramedidas ayudan a reducir los efectos del fallo. Durante esta simulación se registran patrones de fallo y que se corresponden con los valores de medición de PMU del sistema real en tal falla. Estos patrones de fallo se almacenan en una base de datos de patrones de fallo 2 (*pattern data base*), que clasifica estos patrones de fallo según el estado actual del sistema (*system state*), la falla (*contingency*) y la contramedida (*measures*).

2. La segunda etapa esencial se describe con referencia a la figura 2. Si se detecta un comportamiento crítico incipiente, por ejemplo, una oscilación de potencia, durante el funcionamiento, los valores de PMU medidos o el patrón de fallo correspondiente y se comparan con los patrones de fallo simulados de antemano para el estado actual de la red. Se pueden utilizar varios enfoques basados en datos para este reconocimiento de patrones 4 (*pattern recognition*). De esta manera, idealmente, se puede identificar la causa del fallo y se pueden sugerir las contramedidas adecuadas.

Un punto de partida para un modo de proceder de acuerdo con la invención es el conocimiento de que los patrones de fallo y utilizados o medidos dependen del estado nominal de la red. De acuerdo con la invención, esta proporción, que es debida al comportamiento nominal de la red, se reduce considerablemente. Esto se ilustra en la figura 3. Al patrón de fallo medido y se le resta un patrón y_n correspondiente al estado nominal, de modo que se obtiene como resultado un patrón de fallo e que ya no es característico de la superposición de comportamiento nominal y comportamiento de fallo, sino solo del comportamiento de fallo. Como puede verse claramente en el patrón e, el comportamiento real se corresponde inicialmente con el nominal. A partir del instante t_1 comienza el comportamiento incorrecto, que se expresa con un desvío de la curva.

Para implementar una eliminación de acuerdo con la invención del estado nominal de la red, el procedimiento descrito con referencia a las figuras 1 y 2 se complementa, por ejemplo, con un observador 5. Esto se ilustra a continuación con referencia a las figuras 4 y 5. Las siguientes magnitudes desempeñan un papel en las figuras 4 y 5:

	Significado	Ejemplos
u	entrada conocida	potencia de transmisión para corriente continua de alto voltaje (CCAT)

(continuación)

	Significado	Ejemplos
w, p	entrada incierta y parámetros inciertos	suministro de corriente por planta de energía solar o eólica, disponibilidad de línea eléctrica
x	estados del sistema	frecuencia del generador i
y	salida medible	mediciones de PMU
$\hat{w}, \hat{p}$	estimaciones de w, p	últimos valores conocidos para el suministro de corriente de plantas de energía solar o eólica
e	fallo del observador = patrón de fallo basado en el observador	
L	ganancia del observador, reduce e a cero en el estado sin fallos	

En una primera etapa se generan y almacenan patrones de fallo. A este respecto, el observador 5 tiene un modelo de la red eléctrica que no necesariamente tiene que coincidir con el modelo del simulador de red eléctrica 1 (*power system simulator*). Por ejemplo, puede ser un modelo lineal que se corresponda con el modelo de red eléctrica del simulador de red eléctrica linealizado en el punto de trabajo actual. Por ejemplo, el modelo del observador se puede volver a linealizar alrededor del punto de trabajo actual cada 15 minutos. Además, el observador tiene el término de corrección $L(y - \hat{y})$ conocido de la literatura, lo que siempre hace que el fallo del observador $x - \hat{x}$ sea muy pequeño en el caso sin fallos (por ejemplo, el observador de Luenberger conocido por la tecnología de control). Por lo tanto, en un funcionamiento sin fallos, la desviación entre los valores de medición de PMU simulados y y la salida del observador $\hat{y}$ es casi cero, lo que también se puede ver en el patrón e en la figura 4.

Una falla se modela en el simulador de red eléctrica 1 cambiando una magnitud de entrada w o un parámetro p del modelo de simulación durante la simulación. En la tabla anterior se dan ejemplos de ello. Sin embargo, estas magnitudes y parámetros de entrada no se modifican en el observador 5 durante la simulación del fallo. Por lo tanto, tras la falla, los modelos del simulador de red eléctrica 1 y del observador 5 ya no coinciden y, por lo tanto, los valores de PMU simulados y y los valores correspondientes del observador $\hat{y}$ también se desvían entre sí. La señal de fallo resultante $e = y - \hat{y}$ es casi cero antes del fallo y se desvía significativamente de cero después del fallo, cf. la figura 4. A diferencia del procedimiento descrito con referencia a las figuras 1 y 2, en la base de datos de patrones de fallos 2 (*pattern data base*) se almacena el patrón de fallo e en lugar de y.

La reacción a fallos tiene lugar ahora en una segunda etapa, como se ilustra a continuación con referencia a la figura 5. Para identificar fallas durante el funcionamiento, el observador 5 funciona continuamente durante el funcionamiento, cf. la figura 5. El modelo del observador se corresponde con el último modelo utilizado en la primera etapa, es decir, puede ser relinealizado cada 15 minutos. El término de corrección $L(yP - \hat{y})$ ahora usa los valores de medición de PMU yP para mantener el estado del observador $\hat{x}$ próximo al estado real de la red. Finalmente, se forma la señal de fallo $e = yP - \hat{y}$ y se compara con los patrones en la base de datos de patrones de fallo (reconocimiento de patrones 4).

Una forma de realización alternativa prescinde completamente de base de datos de fallos y de simulador de red eléctrica. A este respecto se hace funcionar un observador 5 como en la figura 5 con valores de medición de PMU como magnitudes de entrada. Además, otros observadores funcionan como en la figura 5 con valores de medición de PMU como magnitudes de entrada, aunque estos observadores se diferencian en que cada observador está "calibrado" para una falla específica. Si, por ejemplo, el parámetro $p=p_0$ describe el modelo sin fallos y los parámetros $p=p_1, p=p_2$ y $p=p_3$ describen tres fallas diferentes, se ejecutan cuatro observadores en paralelo, cada uno con los parámetros p_0, p_1, p_2, p_3 . En el caso sin fallos, la señal de fallo $e_0 = yP - \hat{y}_0$ converge a cero. Sin embargo, si el fallo ocurrió con el parámetro asociado p_1 , e_0 no converge a cero y, en su lugar, la señal de fallo $e_1 = yP - \hat{y}_1$. Lo mismo se aplica a las otras dos fallas. Por lo tanto, las fallas se pueden identificar fácilmente. En esta forma de realización, sin embargo, las contramedidas efectivas deben derivarse de una manera diferente.

Una etapa inventiva importante es el reconocimiento de que la combinación de simulador, observador y reconocimiento de patrones facilita la separación de diferentes patrones de fallo. Esta es también una ventaja esencial de la invención. En el procedimiento hasta la fecha, el comportamiento del sistema nominal (sin fallos) y el comportamiento defectuoso se superponen en los patrones de fallo. Con el nuevo procedimiento, el observador separa el comportamiento nominal del sistema del comportamiento defectuoso. Esto facilita el reconocimiento de patrones.

Se pueden utilizar ampliaciones del procedimiento para sistemas de asistencia para operadores de redes eléctricas, que proponen contramedidas adecuadas al operador en situaciones críticas o las llevan a cabo automáticamente.

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para la generación de patrones para la identificación de fallas en redes eléctricas, en el que, para diferentes instantes
 - 5 - en una red eléctrica, se usan valores que caracterizan un estado de la red eléctrica para magnitudes específicas de la red eléctrica medibles,
 - se determinan valores de las magnitudes específicas de la red eléctrica por medio de un modelo para la red eléctrica, en donde
 - la determinación por medio de un modelo se basa en magnitudes de entrada específicas de la red conocidas y magnitudes específicas de la red desconocidas, y
 - 10 -- las magnitudes específicas de la red desconocidas están especificadas de conformidad con una red eléctrica que funciona sin fallos, y
 - se genera un patrón para la identificación de fallas calculando la diferencia entre los valores que caracterizan el estado y los valores determinados por medio del modelo para los diferentes instantes.
- 15 2. Procedimiento según la reivindicación 1, caracterizado por que las magnitudes de entrada específicas de la red conocidas comprenden las magnitudes específicas de la red medibles.
- 20 3. Procedimiento según una de las reivindicaciones 1 o 2, caracterizado por que el modelo se controla sobre la base de magnitudes específicas de la red conocidas.
- 25 4. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que
 - por medio de un sistema (1) para la simulación de estados de la red eléctrica para diferentes estados que se corresponden con fallas, se determinan los valores que caracterizan el estado respectivo de la red eléctrica para las magnitudes específicas de la red eléctrica medibles, y
 - por medio de estos valores se generan los patrones para la identificación de las fallas respectivas.
- 30 5. Procedimiento según la reivindicación 4, caracterizado por que
 - una asignación de patrones para la identificación de fallas a fallas se almacena en una base de datos (2).
- 35 6. Procedimiento según la reivindicación 5, caracterizado por que
 - tiene lugar una asignación de patrones para la identificación de fallas a medidas contra las fallas asociadas y se almacena en una base de datos (2).
- 40 7. Procedimiento según una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que
 - los valores que caracterizan un estado de la red eléctrica para magnitudes específicas de la red medibles vienen dados por los valores de medición correspondientes,
 - para una pluralidad de modelos diferentes, se determinan por medio del modelo valores para las magnitudes específicas de la red eléctrica, en donde
 - 45 -- la determinación por medio de un modelo se basa en magnitudes de entrada específicas de la red conocidas y magnitudes específicas de la red desconocidas, y
 - los valores de las magnitudes específicas de la red desconocidas están especificados de conformidad con una falla en la red eléctrica, y
 - 50 - se genera un patrón para la identificación de fallas calculando la diferencia entre los valores que caracterizan el estado y los valores determinados por medio del modelo para los diferentes instantes.
- 55 8. Procedimiento según la reivindicación 7, caracterizado por que
 - a partir de los patrones generados para la pluralidad de modelos se identifica un patrón de conformidad con el mínimo con respecto a la pluralidad-- de una medición para la magnitud absoluta de valores del patrón, y
 - a partir del patrón identificado se infiere la falla asociada.
- 60 9. Procedimiento para la identificación de fallas en redes eléctricas, en el que, para diferentes instantes
 - en una red eléctrica, se usan valores de medición para magnitudes específicas de la red eléctrica,
 - se determinan valores de las magnitudes específicas de la red eléctrica por medio de un modelo para la red eléctrica, en donde
 - la determinación por medio de un modelo se basa en magnitudes de entrada específicas de la red conocidas y magnitudes específicas de la red desconocidas, y
 - 65 -- las magnitudes específicas de la red desconocidas están especificadas de conformidad con una red eléctrica que funciona sin fallos,

- se genera un patrón para la identificación de fallas calculando la diferencia entre los valores de medición y los valores determinados por medio del modelo para los diferentes instantes, y
- el patrón se compara con patrones almacenados en una base de datos (2), generados según un procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 6 y asignados a fallas.

5 10. Base de datos (2) con patrones generados según un procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 6 y asignados a fallas.

10 11. Sistema para la generación de patrones para la identificación de fallas en redes eléctricas de acuerdo con un procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, con un modelo para la red eléctrica, en donde

- el sistema está diseñado para una determinación por medio de un modelo sobre la base de magnitudes de entrada específicas de la red conocidas y magnitudes específicas de la red desconocidas, y
- las magnitudes específicas de la red desconocidas están especificadas de conformidad con una red eléctrica que funciona sin fallos.

15 12. Sistema (1) para la identificación de fallas en redes eléctricas de acuerdo con un procedimiento según la reivindicación 8, con un modelo para la red eléctrica, en donde

- el sistema (1) está diseñado para una determinación por medio de un modelo sobre la base de magnitudes de entrada específicas de la red conocidas y magnitudes específicas de la red desconocidas,
- las magnitudes específicas de la red desconocidas se especifican de conformidad con una red eléctrica que funciona sin fallos, y
- el sistema comprende una base de datos (2) según la reivindicación 10.

20 13. Producto de programa informático que está almacenado en un medio legible por ordenador y que comprende medios de programa legibles por ordenador, por medio de los cuales se hace que un ordenador como disposición de procesamiento de datos y/o una disposición de procesamiento de datos basada en la nube lleve a cabo un procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 8 cuando el producto de programa informático se ejecuta en el ordenador y/o en la disposición de procesamiento de datos basada en la nube.

FIG 1

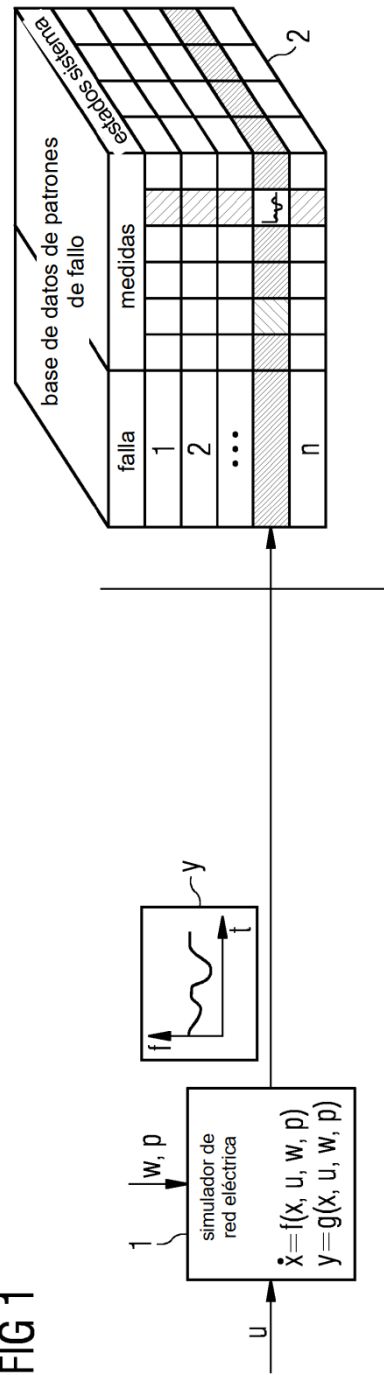


FIG 2

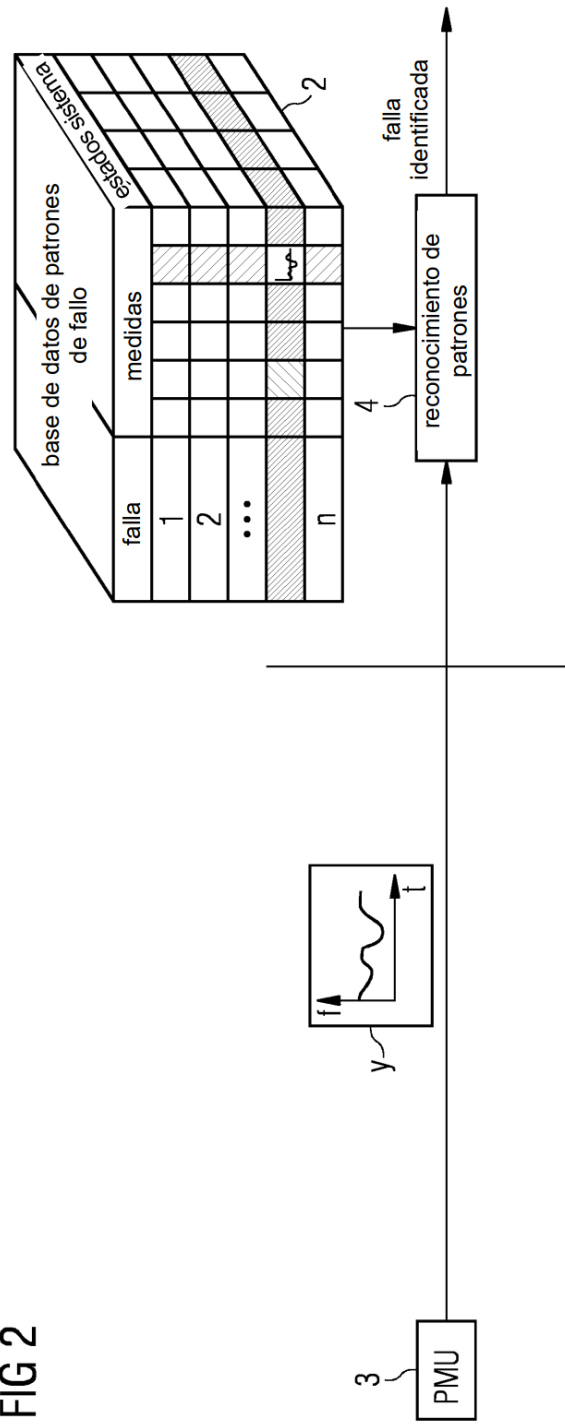


FIG 3

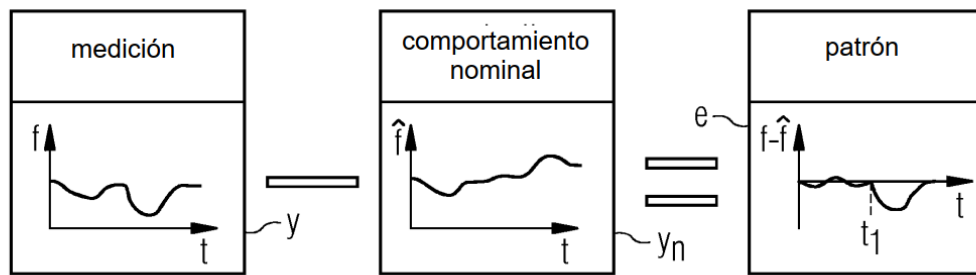


FIG 4

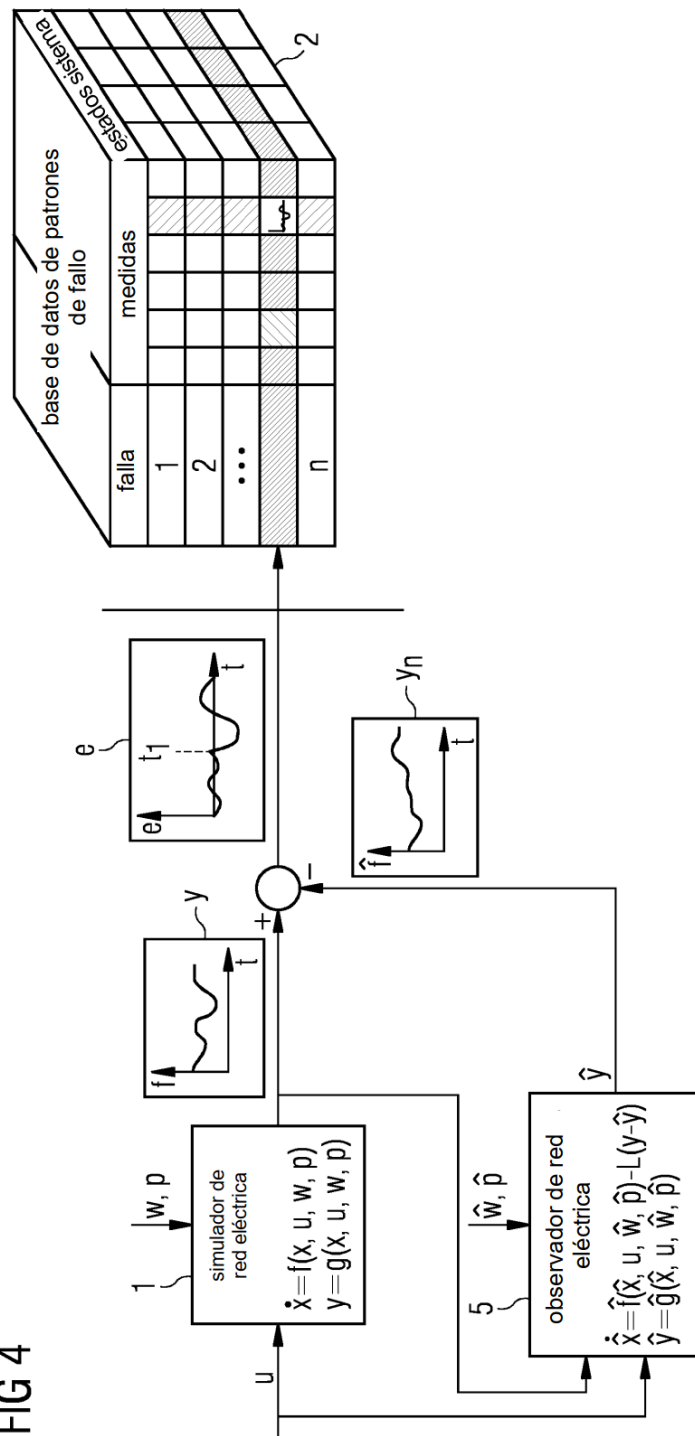


FIG 5

