

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 495 771**

51 Int. Cl.:

H02J 13/00 (2006.01)

H04Q 9/00 (2006.01)

G01D 4/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **30.06.2010** **E 10735367 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **04.06.2014** **EP 2449650**

54 Título: **Identificación automática de múltiples redes de energía eléctrica utilizando sincronización de datos**

30 Prioridad:

01.07.2009 US 496301

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

17.09.2014

73 Titular/es:

SCHNEIDER ELECTRIC USA, INC. (100.0%)
1415 S. Roselle Road
Palatine, Illinois 60067, US

72 Inventor/es:

BICKEL, JON A. y
CARTER, RONALD W.

74 Agente/Representante:

DE ELZABURU MÁRQUEZ, Alberto

ES 2 495 771 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

Identificación automática de múltiples redes de energía eléctrica utilizando sincronización de datos

Campo de la invención

5 Los aspectos dados a conocer en esta memoria se refieren, en general, a sistemas de monitorización de energía, y más en particular, a métodos para identificar automáticamente múltiples redes eléctricas utilizando métodos de sincronización automatizada de datos e identificación automatizada de redes.

Antecedentes

10 La capacidad de sincronizar datos (tensión, corriente, tiempo, eventos, etc.) en un sistema de monitorización de la energía es una herramienta valiosa para los usuarios finales. Sincronizar información de los dispositivos de sistemas de energía, denominados dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs, intelligent electronic devices), no es tan importante desde el punto de vista temporal (aunque se puede utilizar para sincronizar los relojes) como lo es sincronizar datos desde todos los IEDs al mismo instante de tiempo en que se ha producido de hecho un evento en un sistema de energía. Aunque los IEDs pueden registrar datos simultáneamente, es más difícil y costoso sincronizar entre sí los datos de los IEDs debido a que cada IED tiene su propio reloj que se utiliza para realizar la marca de tiempo cuando se obtienen los datos. Debido a que los relojes de los IEDs funcionan independientemente entre ellos, la marca de tiempo para un evento será diferente para cada IED. El usuario final tiene que sincronizar manualmente los eventos cuando analiza los datos, lo que requiere un nivel avanzado de cualificación. Se pueden utilizar sistemas temporales de satélites de posicionamiento global (GPS, Global positioning satellite), pero el usuario final tiene que comprar e instalar equipamiento físico adicional y líneas de datos para conectar los IEDs entre ellos y al sistema de satélites. Existen asimismo ciertas limitaciones para la sincronización de datos con sistemas de tiempo GPS debido a latencias de tiempo asociadas con otros equipamientos físicos del sistema, limitaciones de compatibilidad del equipamiento físico, pérdida de la señal de los satélites, y configuración compleja del sistema de energía.

25 Tener sincronizados los datos de los IEDs y estar en conocimiento de la jerarquía del sistema de energía proporciona los requisitos básicos para muchos tipos de análisis sofisticados de datos, que anteriormente eran muy costosos y complejos. Esta información se puede utilizar para la resolución de problemas, la ampliación del equipamiento y el rendimiento del sistema, la mejora de la seguridad y el ahorro económico. Se dan a conocer técnicas automatizadas de sincronización de datos en la solicitud de patente U.S.A., en tramitación con la presente, número 11/174.099, presentada el 1 de julio de 2005, titulada "Automated Precision Alignment of Data in a Utility Monitoring System" (número de expediente SPL-0057/247181- 298USPT).

35 Todas las señales eléctricas del mundo real en los sistemas de energía experimentan cambios sutiles en su frecuencia y amplitud en el tiempo. La modulación de la frecuencia y de la amplitud de una señal eléctrica son indeterminadas y únicas con respecto al tiempo. Cada IED situado en la misma red eléctrica experimentará simultáneamente las mismas fluctuaciones de frecuencia durante condiciones de carga en régimen estacionario. Los IEDs que están conectados directamente entre ellos en su jerarquía respectiva observarán una correlación más fuerte en su modulación de amplitud. La modulación de la frecuencia y/o de la amplitud de la señal se puede utilizar para sincronizar con precisión los datos de un IED con respecto a otro IED (o para todos los IEDs entre ellos).

40 La necesidad de sincronizar datos a través de múltiples sistemas de monitorización de la energía aumenta a medida que evolucionan la sofisticación y la sensibilidad de los sistemas de energía. Sincronizar los datos de los sistemas de monitorización permite a los usuarios finales determinar cómo se ha propagado un evento a través de su sistema de energía, cómo ha afectado a su equipamiento y potencialmente cómo mitigar sus repeticiones.

45 Los sistemas que utilizan grandes suministros de alimentación ininterrumpida (UPSs, uninterruptible power supplies), tales como centros de datos, parques de servidores, etc., tienen por lo menos dos o más redes independientes: la red eléctrica de un proveedor del suministro público de electricidad y una o varias redes de UPS. Debido a que estas redes están deliberadamente aisladas entre ellas y funcionan habitualmente de manera independiente entre ellas, la sincronización de datos supone un reto. Si bien se ha descrito una solución para alinear datos de múltiples redes eléctricas o de energía eléctrica en la solicitud de patente U.S.A. de titularidad compartida, en tramitación con la presente, US2010/0111112 A1, presentada el 31 de octubre de 2008, titulada "Automated Synchronization of Data Between Electrical Grids", actualmente no existe ninguna solución para identificar y ubicar automáticamente los IEDs en su red respectiva (hasta ahora, el usuario final tenía que identificar a qué red eléctrica o de energía eléctrica pertenecía cada IED específico). La capacidad de identificar múltiples redes eléctricas y sus IEDs respectivos es una parte integral de una solución automatizada para usuarios finales.

50 Si bien los algoritmos de alineación/sincronización de datos, descritos en la solicitud de patente U.S.A. US2007/0014313 A1, presentada el 1 de julio de 2005, titulada "Automated Precision Alignment of Data in a Utility Monitoring System" (número de expediente SPL-0057/247181-298USPT) se diseñaron originalmente para sincronizar datos en una red eléctrica uniforme, se han encontrado métodos para determinar la existencia de múltiples redes eléctricas y la ubicación de IEDs específicos en su red eléctrica respectiva. Esta descripción da a

conocer asimismo capacidades adicionales de comprobación de errores, tanto para resultados de sincronización de datos como para datos de alineación espacial.

Por lo tanto, lo que se necesita es un método para identificar automáticamente múltiples redes eléctricas en un sistema de monitorización de la energía. La presente descripción está dirigida a solucionar estas y otras necesidades.

Breve compendio

Un método de identificación automática de una serie de redes eléctricas independientes en un sistema de suministro público que incluye una serie de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) conectados comunicativamente a un controlador maestro en el sistema de suministro público, incluye: comunicar desde el controlador maestro una instrucción a cada uno de los IEDs en orden secuencial en un intervalo de tiempo predeterminado (a) para comenzar a almacenar datos de variación indicativos de variaciones de una característica eléctrica en una correspondiente señal monitorizada de corriente o de tensión que está siendo monitorizada mediante unos respectivos de los IEDs, y (b) almacenar un punto en la señal como un valor de indicador periódico; recibir desde cada uno de los IEDs los datos de variación y el correspondiente valor de indicador periódico; para una serie de combinaciones de pares de los IEDs, correlacionar automáticamente, mediante el controlador maestro, los respectivos datos de variación desde cada una de las combinaciones de pares para producir una serie de primeros valores de correlación y determinar, en respuesta a la correlación automática, mediante el controlador maestro, si se satisface un criterio de correlación para cada una de las combinaciones de pares, en el que cada uno de los primeros valores de correlación está asociado con un primer valor de desajuste de indicador periódico correspondiente, en el que he dicho primer valor de desajuste de indicador periódico corresponde a la diferencia entre los respectivos valores de indicador periódico para la combinación de par; y en función de que no se satisfaga el criterio de correlación para una, marcada, de las combinaciones de pares, almacenar una indicación de que las IEDs correspondientes a la combinación de par marcada están en redes eléctricas diferentes.

El criterio de correlación puede consistir en que no existe ningún valor de correlación de pico, que exceda una cantidad determinada, para la combinación de par. La cantidad determinada puede ser por lo menos el 25 % mayor que el siguiente valor de mayor correlación para la combinación de par. El criterio de correlación puede consistir en si un valor de correlación de pico para los primeros valores de correlación excede los otros primeros valores de correlación en una cantidad predeterminada. La cantidad predeterminada puede ser por lo menos un 25 % mayor que el siguiente valor de mayor correlación. El criterio de correlación puede consistir en si el valor absoluto del más negativo de los primeros valores de correlación no excede el valor absoluto del mayor de los primeros valores de correlación en más de un 25 %.

La determinación de si el criterio de correlación se satisface puede incluir además determinar si un valor de correlación de pico asociado con una primera combinación de par de los IEDs se produce antes que un valor de correlación de pico asociado con la segunda combinación de par de los IEDs; y en función de que el valor de correlación de pico asociado con la primera combinación de par se produzca después del valor de correlación de pico asociado con la segunda combinación de par, determinar que no se satisface el umbral de correlación. La determinación sobre si se satisface el criterio de correlación puede incluir además: en función de que sean almacenados los datos de variación, comunicar desde el controlador maestro una instrucción a cada uno del primer par de IEDs en un orden secuencial en un intervalo de tiempo, para comenzar a almacenar los segundos datos de variación indicativos de la característica eléctrica en la correspondiente señal monitorizada de corriente o de tensión que está siendo monitorizada mediante unos respectivos del primer par de IEDs; recibir desde cada uno del primer par de IEDs los segundos datos de variación; determinar cuál de los primeros valores de correlación para el primer par de IEDs tiene un valor máximo para producir un primer valor de correlación de pico, y en el que el primer valor de desajuste de indicador periódico correspondiente al primer valor de correlación de pico es un primer valor de desajuste de indicador periódico de pico; correlacionar automáticamente los segundos datos de variación para producir una serie de segundos valores de correlación, en el que cada uno de los segundos valores de correlación está asociado con un segundo valor de desajuste de indicador periódico correspondiente; en respuesta a la correlación automática de los segundos datos de variación: determinar cuál de los segundos valores de correlación para el primer par de IEDs tiene un valor máximo para producir un segundo valor de correlación de pico, y en el que el segundo valor de desajuste de indicador periódico que corresponde al segundo valor de desajuste de la correlación de pico es un segundo valor de desajuste de indicador periódico de pico, y determinar si la diferencia absoluta entre el primer valor de desajuste de indicador periódico de pico y el segundo valor de desajuste de indicador periódico de pico excede un umbral predeterminado; y en función de que la diferencia absoluta exceda el umbral predeterminado, determinar que no se satisface el criterio de correlación.

El valor de indicador periódico puede ser un cómputo de ciclos que corresponde al número de ciclos completos o de semiciclos de la señal monitorizada de corriente o de tensión. Cada uno de los ciclos puede indicar un cruce por cero periódico de voltios o amperios mediante la señal monitorizada de corriente o de tensión.

El método puede incluir además: en respuesta a que sean almacenados los datos de variación, comunicar desde el controlador maestro una instrucción a cada uno del primer par de IEDs en un orden secuencial en un intervalo de tiempo, para comenzar a almacenar los segundos datos de variación indicativos de la característica eléctrica en la

correspondiente señal monitorizada de corriente o de tensión que está siendo monitorizada mediante unos respectivos del primer par de IEDs; recibir desde cada uno del primer par de IEDs los segundos datos de variación; determinar cuál de los primeros valores de correlación para el primer par de IEDs tiene un valor máximo para producir un primer valor de correlación de pico, y en el que el primer valor de desajuste de indicador periódico correspondiente al primer valor de correlación de pico es un primer valor de desajuste de indicador periódico de pico; correlacionar automáticamente los segundos datos de variación para producir una serie de segundos valores de correlación, en el que cada uno de los segundos valores de correlación está asociado con un segundo valor de desajuste de indicador periódico correspondiente; en respuesta a la correlación automática de los segundos datos de variación: determinar cuál de los segundos valores de correlación para el primer par de IEDs tiene un valor máximo para producir un segundo valor de correlación de pico, y en el que el segundo valor de desajuste de indicador periódico que corresponde al segundo valor de desajuste de la correlación de pico es un segundo valor de desajuste de indicador periódico de pico, y determinar si la diferencia absoluta entre el primer valor de desajuste de indicador periódico de pico y el segundo valor de desajuste de indicador periódico de pico excede un umbral predeterminado; y en función de que la diferencia absoluta exceda el umbral predeterminado, determinar que no se satisface el criterio de correlación.

En función de que el dispositivo criterio de correlación se satisfaga para una, marcada, de las combinaciones de pares, el método puede incluir además almacenar una indicación de que los IEDs correspondientes a la combinación de par marcada están en la misma red eléctrica. El umbral predeterminado puede ser cero o menor que la diferencia absoluta entre el primer y el segundo valores de indicador periódico de pico. El controlador maestro puede ser uno de los IEDs. Los datos de variación pueden ser indicativos de variaciones de frecuencia o variaciones de amplitud en la señal monitorizada de corriente o de tensión, y las características eléctricas pueden ser una frecuencia o una amplitud de la señal monitorizada de corriente o de tensión.

El método puede incluir además determinar un nivel de simetría de los primeros valores de correlación con respecto al valor de correlación de pico, como una función de los primeros valores de desajuste de indicador periódico, y en función de que dicho nivel satisfaga un criterio, determinar que se satisface el criterio de correlación. El nivel de simetría se puede determinar mediante aplicar una función de correlación a los primeros valores de correlación para producir un valor de correlación de simetría, incluyendo dicho criterio si los valores de correlación de simetría exceden aproximadamente 0,75.

El método según la invención es capaz de identificar automáticamente una serie de redes eléctricas independientes en un sistema de suministro público que incluye una serie de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) conectados comunicativamente a un controlador maestro en el sistema de suministro público, incluyendo: comunicar desde el controlador maestro una instrucción a cada uno de los IEDs para comenzar a almacenar datos de variación indicativos de variaciones de una característica eléctrica en una correspondiente señal monitorizada de corriente o de tensión que está siendo monitorizada mediante unos respectivos de los IEDs; almacenar el primer tiempo en que se comunica la instrucción desde el controlador maestro a cada uno de los IEDs; determinar el segundo tiempo correspondiente a un tiempo en el que el IED ha comenzado a almacenar los datos de variación; recibir desde cada uno de los IEDs los datos de variación; para una serie de combinaciones de pares de los IEDs, correlacionar automáticamente, mediante el controlador maestro, los respectivos datos de variación desde cada una de las combinaciones de pares para producir una serie de primeros valores de correlación y determinar, en respuesta a la correlación automática, mediante el controlador maestro, si se produce un pico de uno de los primeros valores de correlación entre el primer tiempo y el segundo tiempo para uno de los IEDs en la combinación de par respectiva; y en función de que el pico uno de los primeros valores de correlación no se produzca entre el primer tiempo y el segundo tiempo, almacenar una indicación de que los IEDs correspondientes a la combinación de par están en redes eléctricas diferentes.

La determinación del segundo tiempo puede incluir comunicar al controlador maestro un acuse de recibo de que los datos de variación están siendo almacenados. La instrucción se puede comunicar a cada uno de los IEDs en orden secuencial en un intervalo de tiempo predeterminado.

Los aspectos anteriores y aspectos adicionales de la presente invención resultarán evidentes para los expertos en la materia, en vista de la explicación detallada de diversas realizaciones, que se realiza haciendo referencia a los dibujos, de los que se proporciona a continuación una breve descripción.

Breve descripción de los dibujos

Las anteriores y otras ventajas de la invención resultarán evidentes tras la lectura de la siguiente descripción detallada, y haciendo referencia a los dibujos.

La figura 1 es un diagrama de datos de variación de frecuencia medidos mediante seis medidores diferentes y su cómputo de ciclos relativo en ciclos, con puntos que marcarán un único evento que ha sido registrado mediante la totalidad de los medidores;

la figura 2 es el mismo diagrama mostrado en la figura 1, con los desajustes del cómputo de ciclos mostrados entre el tiempo en el que cada medidor midió el mismo evento;

la figura 3 es un diagrama de bloques funcional de un sistema de monitorización de la energía a modo de ejemplo, que incluye un controlador maestro que ejecuta un algoritmo de identificación de redes, según aspectos de la presente descripción;

5 la figura 4 es una representación gráfica de valores de correlación y los desajustes del cómputo de ciclos correspondientes para tres pares de IEDs diferentes en un sistema de monitorización de la energía;

las figuras 5A a 5H muestran una secuencia de comunicaciones entre IEDs respectivos en el sistema de monitorización de la energía y el controlador maestro, a efectos de capturar datos de variación requeridos por el algoritmo de identificación de redes para identificar automáticamente qué IEDs están en qué redes eléctricas;

10 la figura 6 es una representación gráfica de valores de correlación plegados en torno a una correlación de pico para un par de IEDs que están situados ambos en la misma red eléctrica.

la figura 7 es una representación gráfica de valores de correlación plegados en torno a una correlación de pico para un par de IEDs que están situados ambos en una red eléctrica diferente respecto de la mostrada en la figura 6;

la figura 8 es una representación gráfica de valores de correlación plegados en torno a una correlación de pico para un par de IEDs que están situados en redes eléctricas diferentes;

15 la figura 9 es un diagrama de flujo de un algoritmo de identificación de redes a modo de ejemplo, según un aspecto de la presente descripción; y

la figura 10 es un diagrama de flujo de un algoritmo de identificación de redes a modo de ejemplo, según otro aspecto de la presente descripción.

20 Si bien la invención es susceptible de diversas modificaciones y formas alternativas, en los dibujos se han mostrado realizaciones específicas a modo de ejemplo y se describirán en detalle en esta memoria. No obstante, debe comprenderse que la invención no pretende limitarse a las formas particulares dadas a conocer. Por el contrario, la invención cubre todas las modificaciones, equivalentes y alternativas que caen dentro del alcance de la invención, tal como se define mediante las reivindicaciones adjuntas.

Descripción detallada

25 Una red eléctrica o de energía eléctrica es una red interconectada de conductores utilizada para distribuir energía eléctrica desde una o varias fuentes de energía, a cargas respectivas. Por ejemplo, las redes eléctricas distribuyen energía desde plantas de energía de suministro público hasta hogares y empresas, de manera similar a las carreteras que proporcionan trayectos para que los vehículos se desplacen desde un origen hasta su destino. Las redes eléctricas son propiedad de cientos de compañías de suministro público y están manejadas por las mismas.

30 En América del Norte funcionan actualmente tres redes de suministro público eléctrico principales: la Eastern Interconnection, la Western Interconnection y la ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) Interconnection. Aunque estas redes eléctricas están conectadas entre ellas en varios puntos a través de conexiones de corriente continua de alta tensión (HVDC, high voltage direct current), están diseñadas deliberadamente para funcionar de manera eléctricamente independiente entre ellas. En otras palabras, cada red eléctrica produce señales de corriente

35 alterna que están aisladas eléctricamente respecto de las señales de corriente alterna producidas por otras redes de suministro público de electricidad. Debido a que estas redes eléctricas funcionan de manera independiente entre ellas, no existe una relación correlativa entre sus frecuencias de red.

Es conocido el tener dos o más redes eléctricas dentro de la misma instalación. Algunos consumidores de energía pueden utilizar una combinación de fuentes de energía para conseguir sus objetivos de energía y de fiabilidad.

40 Durante varios modos de funcionamiento de estos sistemas de energía, se pueden utilizar dos o más redes independientes. Por ejemplo, los centros de datos de niveles 2 a 4 utilizan alimentaciones de suministro público como su principal fuente de energía; sin embargo, utilizan asimismo otras fuentes tales como generadores diesel y sistemas de alimentación ininterrumpida (UPSs, uninterruptible power supplies) para proporcionar suministros de energía redundantes a las cargas (por ejemplo, servidores y unidades de acondicionamiento de aire). Algunos tipos

45 de UPSs (por ejemplo, doble conversión en línea) están alimentados por una fuente de suministro público, pero sus características eléctricas de salida (que incluyen la frecuencia) pueden ser completamente independientes de las de la fuente de suministro público debido a que un UPS de doble conversión en línea rectifica (es decir, transforma a corriente continua o CC) la fuente de suministro público de entrada y, a continuación, invierte (transforma a corriente alterna o CA) la salida de CC del rectificador, para proporcionar una fuente verdaderamente aislada.

50 Los sistemas aislados, tales como los descritos en la solicitud de patente U.S.A., en tramitación con la presente, número 12/151.309, presentada el 6 de mayo de 2008, titulada "Automated Hierarchical Classification for Utility Systems with Multiple Sources" (número de expediente SPL- 0106/247181-384USPT), están aislados de manera inherente respecto de la red de suministro público, lo que tiene como resultado una red independiente con características eléctricas únicas. Los conjuntos de motor-generador (M-G) proporcionan un aislamiento de línea

55 completo mediante una conexión mecánica entre una red eléctrica y otra, y se utilizan para transformar la frecuencia, la tensión, y la fase de la energía eléctrica. Existen otros métodos y técnicas de aislamiento de fuentes de energía

entre las mismas (descritos en la solicitud mencionada anteriormente) con el resultado final de constituir una red eléctrica independiente. Y debido a que estas redes eléctricas son independientes entre ellas, su respectiva frecuencia de red puede ser asimismo independiente entre sí (en función de cómo se controle la frecuencia de salida del método de aislamiento).

La capacidad de identificar automáticamente redes eléctricas diferentes es muy importante, especialmente en sistemas eléctricos con fuentes de alimentación redundantes. Se hará referencia la figura 3 para mostrar un sistema 300 de monitorización de la energía a modo de ejemplo, que incluye un UPS 302 que utiliza doble conversión. El sistema 300 de monitorización de la energía incluye múltiples dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) M_1 - M_{10} que están conectados comunicativamente con un controlador maestro 310 en el sistema 300 de monitorización de la energía, que se puede denominar genéricamente un sistema de suministro público o un sistema de energía. "Monitorización" significa que el sistema de energía incluye IEDs que son capaces de monitorizar una característica eléctrica, tal como la corriente, la tensión o la energía. En la figura 3, existen dos redes eléctricas independientes 304, 306. La primera red eléctrica 304 incluye la infraestructura situada más abajo del UPS 302 (denominada en adelante la red del UPS), y la segunda red eléctrica 306 incluye todas las infraestructuras eléctricas restantes en la figura 3 (denominadas en adelante la red de suministro público). La red del UPS 304 y la red 306 de suministro público pueden funcionar a frecuencias diferentes y/o ángulos de fase diferentes entre ellas y, por lo tanto, no están necesariamente sincronizadas entre ellas con respecto a la frecuencia y/o al ángulo de fase. Uno de los numerosos objetivos de esta descripción es determinar que existen dos o más redes eléctricas independientes e identificar en qué red eléctrica está instalado cada IED específico. En algunas configuraciones, los UPS 302 pueden utilizar una señal de entrada (por ejemplo, la tensión) procedente de la red de suministro público 306 para controlar su frecuencia de salida. En tal caso, dependiendo del nivel de control de la frecuencia de salida mediante el UPS 302, la red 304 del UPS puede o no ser considerada como una red independiente respecto de la red 306 de suministro público.

La sincronización de datos o alineación de un par de IEDs implica medir y registrar datos de variación de frecuencias a partir de un par de IEDs y correlacionar estadísticamente los datos de variación para determinar una relación de acuerdo con un algoritmo de alineación de datos, que en esta memoria puede denominarse asimismo a modo de sinónimo como un algoritmo de sincronización de datos. Tal como se utiliza en esta memoria, el término "algoritmo de alineación de datos" o "algoritmo de sincronización de datos" se refiere a cualquier algoritmo de alineación de datos dado a conocer en la solicitud de patente U.S.A. número 11/174.099, presentada el 1 de julio de 2005, titulada "Automated Precision Alignment of Data in a Utility Monitoring System" (número de expediente SPL-0057/247181-298USPT). Resumidamente, el algoritmo de alineación de datos alinea o sincroniza datos medidos mediante IEDs acoplados a un sistema 300 de monitorización de la energía. El algoritmo de alineación de datos recibe, en el controlador maestro 310, datos de señales de referencia procedentes de un primero de los IEDs M_1 - M_{10} . Los datos de la señal de referencia representan variaciones de frecuencia/amplitud/fase en una corriente o una tensión que es medida por el IED durante un número predeterminado de ciclos, que pueden ser, por ejemplo, ciclos completos o semiciclos. Por ejemplo, en el caso del sistema 300 de monitorización de la energía, las variaciones de frecuencia se producen en la corriente o la tensión de una red eléctrica 304 ó 306. El IED almacena un cómputo de referencia asociado con cada uno de los ciclos medidos por el IED. El algoritmo de alineación de datos recibe, en el controlador maestro 310, una segunda señal de datos desde un segundo IED. Los datos de la segunda señal representan asimismo variaciones en frecuencia/amplitud/fase en una corriente o una tensión que es medida por el segundo IED durante un número predeterminado de ciclos. El segundo IED almacena un segundo cómputo asociado con cada uno del número de ciclos medidos por el segundo IED. El algoritmo de alineación de datos alinea automáticamente los datos de la señal de referencia con los datos de la segunda señal, a un punto de referencia común en la respectiva corriente o tensión medida por el IED y el segundo IED mediante: calcular coeficientes de correlación producidos cada uno por un algoritmo de correlación cruzada basándose, por lo menos en parte, en los datos de la señal de referencia y, por lo menos en parte, en los datos de la segunda señal, hasta que uno de los coeficientes de correlación producidos por el algoritmo de correlación cruzada satisface un criterio; y en respuesta a que uno de los coeficientes de correlación satisface dicho criterio, asociar el cómputo de referencia asociado con el punto de referencia común, con el segundo cómputo asociado con el punto de referencia común. El criterio puede incluir el coeficiente de correlación correspondiente a un coeficiente de correlación máxima producido por el algoritmo de correlación cruzada. El punto de referencia común puede corresponder a un cruce por cero en la corriente o la tensión medidas. El cómputo de referencia y el segundo cómputo pueden corresponder cada uno al número de cómputo de ciclos asociado con el punto de referencia común.

El controlador maestro 310 lleva a cabo el algoritmo de alineación de datos sobre cualquier combinación de par de IEDs cada vez. Para un conjunto dado de IEDs, existirá una serie de combinaciones de pares a las cuales se puede aplicar el algoritmo de alineación de datos. Por ejemplo, haciendo referencia a la figura 3, M_1 - M_2 es un primer par de combinación, M_1 - M_3 es un segundo par de combinación, M_2 - M_3 es un tercer par de combinación, y así sucesivamente. Debe observarse que no es necesario llevar a cabo el algoritmo de alineación de datos sobre todas y cada una de las combinaciones de pares posibles (por ejemplo, no es necesario sincronizar la combinación del par M_1 - M_2 y la del M_2 - M_1 , si bien tal como se explica a continuación, puede ser útil evaluar ambas combinaciones de pares). La figura 4 es una representación gráfica que muestra las relaciones correlativas de tres pares diferentes de IEDs en el sistema 300 de monitorización de la energía. Cabe señalar que en algunas de las figuras se utiliza sombreado debido a requisitos del dibujo, pero debe comprenderse que los gráficos muestran datos discretos punto

a punto, y no un área. El eje de ordenadas corresponde a valores de correlación producidos por el algoritmo de alineación de datos. El eje de abscisas corresponde al valor de desajuste de indicador periódico correspondiente (alternativamente, el desajuste del cómputo de ciclos) al que se ha producido el valor de correlación. El valor de desajuste de indicador periódico corresponde a un desplazamiento o un desajuste entre el par de IEDs en sus respectivos indicadores periódicos. La primera relación correlativa consiste en un par de IEDs situados en una red A 304, tal como M_3 y M_4 en la red 304, la segunda relación correlativa consiste en un par de IEDs situados en la red B 306, tal como M_5 y M_6 en la red 306, y la tercera relación correlativa consiste en un par de IEDs situados en redes diferentes (un IED, por ejemplo, M_3 , en la red A 304 y un IED, por ejemplo, M_2 , en la red B 306). Cuando los datos de variación indicativos de variaciones de una característica eléctrica (por ejemplo, frecuencia, amplitud o fase) en una correspondiente señal monitorizada de corriente o de tensión que está siendo monitorizada mediante un par de IEDs, son analizados por medio del algoritmo de alineación de datos, se espera que se produzca una correlación de pico en algún valor de desajuste de indicador periódico para el par IED. Un valor de indicador periódico puede ser un cómputo de ciclos que corresponde a una serie de ciclos de la corriente o la tensión monitorizadas mediante un IED dado, y los ciclos pueden ser ciclos completos o semiciclos, por ejemplo. Un valor de desajuste de indicador periódico corresponde a la diferencia entre respectivos valores de desajuste de indicador periódico para los IEDs en un par de IEDs. Cada uno de los ciclos puede incluir un cruce periódico por cero voltios o amperios (por ejemplo, en todos, o cada dos) mediante la corriente o la tensión monitorizadas por el IED. Se puede utilizar cualquier otro indicador periódico, tal como cada uno de los máximos o mínimos observados en la señal monitorizada de corriente o de tensión, o cualquier otro punto arbitrario que se mida periódicamente (tal como en cada semiciclo o ciclo completo de una señal sinusoidal de corriente o de tensión).

A continuación se describen varios aspectos importantes de cada relación, utilizando la figura 4, en lo que se refiere a esta descripción. Uno de los algoritmos que es ejecutado o realizado por el controlador maestro 310 mostrado en la figura 3 se denomina un algoritmo 320 de identificación de redes, para identificar si existen múltiples redes eléctricas en el sistema 300 de monitorización de la energía y qué IEDs están instalados en cada una de dichas redes eléctricas. El algoritmo 320 de identificación de redes puede corresponder a cualquier algoritmo de identificación de redes dado a conocer en esta memoria, incluyendo los algoritmos 900 y 1000 descritos en relación con las figuras 9 y 10. Cabe señalar que el controlador maestro 310 puede ser cualquier IED (tal como cualquiera de M_1 , M_2 , M_3 , ... M_{10} , o M_1 - M_{10}) en el sistema 300 de monitorización de la energía, o puede estar incorporado en un sistema informático independiente o como parte de una red informática que sea remota respecto de los IEDs M_1 - M_{10} en el sistema de monitorización de la energía, y que esté conectada comunicativamente con los mismos. Para simplificar la ilustración, se han omitido las líneas que conectan el controlador maestro 310 a cada uno de los IEDs para representar los enlaces convencionales de comunicación cableada o inalámbrica. El controlador maestro 310 puede comunicar datos a cada uno de los IEDs M_1 - M_{10} , incluyendo una o varias instrucciones o comandos para hacer que cada uno de los IEDs M_1 - M_{10} lleve a cabo una función, y puede asimismo recibir datos desde cada uno de los M_1 - M_{10} . Opcionalmente, los datos entre el controlador maestro 310 y los IEDs M_1 - M_{10} pueden ser distribuidos a través de una red convencional, tal como una red privada o internet, utilizando protocolos convencionales tales como el protocolo de internet (IP) e interfaces de aplicación, tales como servicios web (WS, web services) o lenguaje extensible de marcado (XML, extensible markup language).

Un IED, tal como cualquiera de los M_1 - M_{10} , se refiere a cualquier elemento o aparato que tenga la capacidad de muestrear, reunir, o medir una o varias características eléctricas del sistema 300 de monitorización de la energía. Los ejemplos de un IED incluyen un punto de monitorización virtual (por ejemplo, un punto virtual en el sistema 300 de monitorización de la energía que resta o suma medidas a partir de dos o más aparatos IED cercanos, a efectos de producir una estimación de la medición en un punto en el que no existe ningún aparato IED físico) o un medidor de potencia o de energía, tal como el POWERLOGIC(R) Series CM3xxx/CM4xxx Circuit Monitor o un POWERLOGIC(R) PM7xx/8xx o ION7550/7650 Power and Energy Meter, disponible en Schneider Electric. Un aparato IED incluye un controlador que proporciona capacidades de control y procesamiento para la característica o características eléctricas medidas por el sensor del aparato.

Amplitud de la correlación de pico

Los valores de magnitud en la correlación de pico entre un par dado de IEDs se refieren a la calidad de los datos de variación de frecuencia tomados a partir de ambos dispositivos. Si los IEDs M_1 ... M_{10} están capacitados para una medición un tanto precisa y registran datos de frecuencia durante un intervalo de tiempo, se producirá un valor de correlación de pico dentro de los datos de correlación. Si bien el valor máximo de la correlación de pico dentro de un conjunto de datos puede variar, es más importante que la correlación de pico del conjunto de datos de variación tenga una magnitud lo suficientemente mayor que los otros puntos de los datos de variación.

En la primera relación correlativa (un par de IEDs en una red A 304), existe un único punto pronunciado de correlación de pico en un desajuste del cómputo de ciclos particular (o, más en general, en un valor de desajuste de indicador periódico particular). El punto de máxima correlación es muy evidente, y proporciona el desajuste del cómputo de ciclos, o cuán separados están los cómputos de ciclos respectivos entre el punto de correlación de pico, entre un par de IEDs instalados en una red A (ver, asimismo, el ejemplo anterior de las figuras 1 y 2). En la segunda relación correlativa (un par diferente de IEDs en la red B), de nuevo hay un único punto pronunciado de correlación de pico. Si bien la correlación de pico de la segunda relación (red B) no es tan pronunciada como la de la primera relación (red A), sigue indicando claramente una relación común entre el par de IEDs situados en la red B (de nuevo,

ver asimismo el ejemplo de las figuras 1 y 2). En la tercera relación correlativa (un IED en la red A y un IED en la red B), la correlación de pico es menos evidente. Tal como se muestra en la figura 4, la correlación de pico de un par de IEDs situados en redes eléctricas diferentes es pequeña en relación con la correlación de pico de un par de IEDs situados en la misma red eléctrica. En un ejemplo, si el valor de correlación de pico para un par de IEDs dado es por lo menos un 25% mayor que el siguiente valor de correlación máximo para dicho par de IEDs, el algoritmo 320 de identificación de redes determina que el par de IEDs están instalados en la misma red eléctrica. De lo contrario, el algoritmo 320 de identificación de redes determina que el par de IEDs no están en la misma red eléctrica. Alternativamente, se puede utilizar cualquier otra cantidad predeterminada adecuada.

En la mayor parte de los casos, existirá una correlación de pico evidente de una combinación de par de IEDs situada en la misma red eléctrica con respecto a los otros datos correlativos para estos mismos IEDs (en particular, si los dos IEDs están próximos entre ellos). La amplitud (o valor) de la correlación de pico dependerá de la calidad de los datos de variación de frecuencia ciclo a ciclo, reunidos a partir de los IEDs respectivos. Generalmente, los datos de correlación tomados de IEDs situados en dos redes eléctricas diferentes 304, 306 no presentarán de manera consistente una correlación de pico obvia, y la correlación de pico puede quedar oculta con respecto a las correlaciones de pico de los IEDs situados en la misma red eléctrica.

Puede resultar útil determinar cómo la correlación de pico de un conjunto de datos de variación a partir de una combinación de par de IEDs se relaciona, tanto absoluta como relativamente, con otros datos de variación dentro del mismo conjunto de datos de variación. Resulta útil asimismo comparar las correlaciones de pico absolutas y relativas a través de múltiples conjuntos de datos para diferentes combinaciones de pares de IEDs. Se puede utilizar un umbral absoluto para determinar si existe una relación o si es necesario obtener más muestras de datos de variación. Alternativamente, la correlación de pico se puede comparar con el siguiente valor de mayor correlación en un conjunto de datos de variación para determinar la intensidad y la calidad del conjunto de datos de variación (es decir, un umbral relativo). Finalmente, se puede utilizar una combinación de los dos umbrales (absoluto y relativo) para determinar si existe una relación y/o si es necesario recoger más datos.

Localización de la correlación de pico

En la implementación, el controlador maestro 310 instruye u ordena a cada IED específico (M_1 - M_{10}), en un orden secuencial en un intervalo de tiempo predeterminado, comenzar a almacenar los datos de variación y un valor de indicador periódico (por ejemplo, un marcador del cómputo de ciclos) para la característica eléctrica en la corriente o tensión que están siendo monitorizadas por el IED. Las figuras 5A a 5H muestran un ejemplo simple de ordenar secuencialmente cada a IED que comience a almacenar los datos de variación indicativos de una característica eléctrica, en la corriente o tensión que están siendo monitorizadas. En la figura 5A, el controlador maestro 310 envía una o varias instrucciones al primer IED (M_1) para comenzar a almacenar una serie de puntos de datos de frecuencia periódicos consecutivos, y marcar simultáneamente por lo menos uno de estos puntos de datos como un valor de indicador periódico (por ejemplo, un cómputo de ciclos). El primer IED (M_1) responde al controlador maestro 310 indicando que ha comenzado el registro de los datos de variación (de frecuencia, amplitud o fase), o bien el controlador maestro 310 vuelve a leer el IED (M_1) o le consulta, para asegurarse de que ha comenzado el registro de datos de variación. El controlador maestro 310 envía una o varias órdenes al segundo IED (M_2) para comenzar a reunir una serie de puntos de datos de frecuencia periódicos consecutivos y para marcar simultáneamente por lo menos uno de estos puntos de datos con un valor de indicador periódico (por ejemplo, un cómputo de ciclos). El segundo IED (M_2) responde al controlador maestro 310 indicando que ha comenzado el registro de los datos de variación, o bien el controlador maestro 310 vuelve a leer el IED (M_2) para asegurarse de que ha comenzado el registro de datos de variación. El controlador maestro 310 continúa para cada IED a efectos de iniciar consecutivamente el registro de datos de variación y verificar que ha comenzado el registro en cada IED (M_3 ,... M_n), por lo menos hasta que cada IED capaz o un subconjunto de los mismos en el sistema 300 de monitorización de la energía está registrando datos de variación (de frecuencia, amplitud o fase).

Para facilitar la descripción, se asume que existen seis IEDs capaces en el sistema de monitorización (M_1 , M_2 , M_3 , M_4 , M_5 y M_6) y los datos de variación que éstos recogen se muestra en la figura 1 como una representación gráfica 100. Obviamente, pueden estar presentes menos o más IEDs en cualquier sistema de monitorización de la energía dado. Debido a que cada IED se inició secuencialmente, existirá un desajuste en el valor de indicador periódico correspondiente a los datos de variación debido a las latencias dinámicas entre cada inicio de registro de datos de variación. Como resultado de estas latencias dinámicas en el comienzo de la recogida de datos de variación, un evento eléctrico X no se producirá al mismo tiempo en los datos de variación (es decir, existe un desajuste en los valores de indicador periódico, o cómputos de ciclos, entre los datos de variación de cada IED, tal como se muestra en la figura 2). En una implementación en la que se utilizan cómputos de ciclo completo como indicador periódico, el desajuste corresponde a un múltiplo entero de los cómputos de ciclo, tal como se muestra en la figura 1.

El mismo evento eléctrico X, que es un evento eléctrico anómalo en el sistema 300 de monitorización de la energía, tal como un rayo, un hueco de tensión o una sobretensión, un transitorio eléctrico, una perturbación, una muesca eléctrica u otro fenómeno definido en los estándares IEEE o IEC, es medido por cada uno de los IEDs en un indicador periódico correspondiente (cómputo de ciclos) en los puntos 102, 104, 106, 108, 110 y 112, tal como se muestra. El eje de ordenadas corresponde a los datos de variación de frecuencia, o datos indicativos sobre cuánto se desvía la frecuencia medida respecto de una frecuencia nominal en Hertz, tal como 60 Hz para América del

Norte. Por ejemplo, el evento X fue medido por un primer IED en el número de cómputo de ciclo 13, por un segundo IED en el número de cómputo de ciclo 52, y así sucesivamente. En la figura 2, se representan en el diagrama los desajustes del cómputo de ciclos, que representan la diferencia en cómputos de ciclo de la medición del evento X de cada IED consecutivo. Por ejemplo, existe un desajuste del cómputo de ciclos de 39 ciclos entre el tiempo en el que el primer IED notificó la medición del evento X y el segundo IED notificó la medición del mismo evento X.

Sabiendo esto, se puede esperar un orden predeterminado de las correlaciones de pico para todos los IEDs capaces, basándose en la secuencia de iniciación del registro de los datos de variación, asumiendo que los IEDs forman parte de la misma red eléctrica. En el caso de las figuras 1 y 2, el registro de los datos de variación se inició en el IED M1 antes que en el IED M2, el registro de los datos de variación se inició en el IED M2 antes que en el IED M3, y así sucesivamente. Una representación gráfica de los datos de correlación para los pares de IEDs tomaría la forma de la figura 4, aunque la representación gráfica a modo de ejemplo de la figura 4 no está basada en los datos de variación de frecuencia de las figuras 1 y 2. La correlación de pico para la primera combinación de pares de IEDs, M1 y M2, se producirá antes (es decir, más próxima al centro del diagrama) que la correlación de pico para una segunda combinación de pares de IEDs, M1 y M3, debido a que M3 recibió la instrucción de comenzar el registro de datos de variación después de que M2 recibiera la misma instrucción. Asumiendo que se utiliza el IED M1 como el dispositivo de referencia cuando se compara con el IED M2, la correlación de pico entre esta combinación de pares estará a la izquierda del centro del diagrama. Si el IED M2 es el valor de referencia cuando se compara con el IED M1, la correlación de pico entre esta combinación de pares estará a la derecha respecto del centro del diagrama.

Si los IEDs se comparan en el orden secuencial en el que se inició su registro de los datos de variación, (es decir, en el orden de: M1, M2, M3, M4, M5, M6), las correlaciones de pico correspondientes para cada combinación de par (por ejemplo, M1-M2, M1-M3, M1-M4, y así sucesivamente) progresarán desde el centro del gráfico hacia la izquierda del gráfico cuando se utiliza M1 como el IED de referencia en el algoritmo de alineación de datos. Esto es importante debido a que si las correlaciones de pico no aparecen en el orden secuencial en el que se inició el registro de los datos de variación, la solución es incorrecta. La solución errónea se puede deber a datos de baja calidad tal como relaciones con ruido entre dispositivos, o se puede deber al hecho de que los dos IEDs de una combinación de par de IEDs no están situados en la misma red eléctrica. Para determinar si una solución deficiente se debe a relaciones con ruido, el controlador maestro 310 puede evaluar relaciones indirectas entre pares de IEDs, tal como se da a conocer en la solicitud de patente U.S.A. de titularidad compartida, en tramitación con la presente, número 11/981.428, presentada el 31 de octubre de 2007, titulada "Automated Data Alignment Using Indirect Device Relationships" (número de expediente SPL-0096/247181-373USPT), para determinar si se puede hallar de manera indirecta una solución de sincronización. En resumen, las relaciones de sincronización indirecta se pueden evaluar como sigue. El controlador maestro 310 determina una matriz de desajuste directo del cómputo de ciclos basándose en los coeficientes de mayor correlación producidos mediante correlacionar los datos de variación de frecuencia de cada par de IEDs D_{ij} . Para cada desajuste del cómputo de ciclos directo M_{ij} , el controlador maestro 310 calcula desajustes indirectos del cómputo de ciclos como una función de por lo menos M_k , donde $k > i < j$, para producir desajustes indirectos del cómputo de ciclos. El modelo estadístico de estos desajustes indirectos se compara con el correspondiente M_{ij} en la matriz. Cuando son diferentes, los M_{ij} en la matriz directa se ajustan para que sea igual al modo estadístico. Se calculan todos los desajustes indirectos del cómputo de ciclos para todos los pares de dispositivos únicos, M_{ij} , a efectos de iterar una única solución en la que todos los desajustes indirectos del cómputo de ciclos sean iguales a los correspondientes desajustes directos del cómputo de ciclos. Si no se puede encontrar ninguna solución de sincronización única, el controlador maestro 310 asume que los resultados inválidos procedentes del algoritmo 310 de identificación de redes no se deben a relaciones con ruido, y procede a intentar determinar si los IEDs sometidos a análisis están en redes eléctricas diferentes.

Si las relaciones con ruido son eliminadas como la causa de los resultados inválidos, el algoritmo 320 de identificación de redes puede determinar que la solución errónea se debe al hecho de que los IEDs individuales de una combinación de par de IEDs sometida a análisis están en redes eléctricas diferentes. Un examen complementario (tal como reiniciar el algoritmo de alineación de datos) ayuda asimismo a establecer si existe una relación "ruidosa" entre dispositivos o si los dos IEDs que están siendo correlacionados no están situados en la misma red eléctrica. En la figura 2, la correlación de pico entre el IED M1 y el IED M2 se producirá 39 ciclos después del centro del gráfico. La correlación de pico entre el IED M1 y el M3 se producirá 80 ciclos después del centro del gráfico (39 ciclos + 41 ciclos entre M2 y M3 = 80 ciclos), y así sucesivamente.

Si un par de IEDs no están situados en la misma red eléctrica, su correlación de pico correspondiente se puede producir en cualquier punto del gráfico (a la izquierda o la derecha del centro). Además, un examen subsiguiente mediante la ejecución del algoritmo de alineación de datos sobre los datos de variación subsiguientes muestra que la correlación de pico se desplazará entre posiciones aleatorias, debido a que no existe correlación para los datos de variación desde diferentes IEDs en redes eléctricas verdaderamente independientes. La utilización de un examen complementario y la evaluación de relaciones indirectas de pares de IEDs después de cada examen respectivo ha demostrado empíricamente ser un método útil para evaluar si un par de IEDs están situados en la misma red eléctrica.

La figura 9 es un diagrama de flujo de un algoritmo 900 de identificación de redes a modo de ejemplo, según un aspecto de la presente descripción. El controlador maestro 310 comunica una orden a cada IED en orden secuencial en un intervalo de tiempo predeterminado (es decir, en primer lugar al IED M1 en el tiempo t_1 , a continuación al IED

M₂ en el tiempo $t_2 = t_1 + t_d$, a continuación al IED M₃ en el tiempo $t_3 = t_2 + t_d$, y así sucesivamente, donde t_d representa un retardo de tiempo de un intervalo fijo o variable) (902). El controlador maestro 310 recibe desde cada IED en el sistema de monitorización de la energía, tal como el sistema 300 de monitorización de la energía, sus correspondientes datos de variación indicativos de variaciones de una característica eléctrica (tal como frecuencia, amplitud o fase) en una corriente o tensión correspondiente que está siendo monitorizada por el IED (904). El IED comunica asimismo un valor de indicador periódico (por ejemplo, un cómputo de ciclos) correspondiente a un punto en la señal de corriente o de tensión, y el controlador maestro 310 almacena el valor de indicador periódico con los datos de variación (904). Para cada combinación de par de IEDs, el controlador maestro 310 correlaciona automáticamente los datos de variación respectivos utilizando un algoritmo de alineación de datos desde cada una de las combinaciones de pares para producir los primeros valores de correlación (906). El controlador maestro 310 determina si se satisface un criterio de correlación para la combinación de par de IEDs 908. Cada uno de los primeros valores de correlación se asocia con un correspondiente primer valor de indicador periódico (por ejemplo, un cómputo de ciclos correspondiente). El controlador maestro 310 determina si se satisface el criterio de correlación (910). Si el criterio de correlación no se satisface, el controlador maestro 310 almacena una indicación de que los IEDs en la combinación de par de IEDs están en redes eléctricas diferentes (912). De lo contrario, si se satisface el criterio de correlación, el controlador maestro 310 almacena una indicación de que los IEDs en la combinación de par de IEDs están en la misma red eléctrica (914). La indicación puede corresponder a un valor de datos que indica si el par de IEDs en la combinación de par de IEDs están en la misma o en diferentes redes eléctricas. Se puede presentar una representación textual o gráfica en una pantalla de video convencional (no mostrada) acoplada al controlador maestro 310.

El criterio de correlación puede consistir en que no exista un valor de la correlación de pico que exceda una cantidad predeterminada para una combinación de par de IEDs dada. Por ejemplo, la cantidad predeterminada puede ser por lo menos un 25 % mayor o por lo menos un 50 % mayor que el siguiente valor de mayor correlación para la combinación de par de IEDs. El criterio de correlación puede consistir en si un valor de la correlación de pico de los primeros valores de correlación excede los otros primeros valores de correlación en una cantidad predeterminada, tal como, por ejemplo, por lo menos el 25% o por lo menos el 50% mayor que el siguiente valor de mayor correlación. Alternativamente, el criterio de correlación puede consistir en si el valor absoluto del más negativo de los primeros valores de correlación no excede el valor absoluto del mayor de los primeros valores de correlación en más de un 25% o más.

En un ejemplo, para determinar si se satisface el criterio de correlación, el controlador maestro 310 determina si un valor de desajuste de la correlación de pico asociado con la primera combinación de par de IEDs, que recibieron la instrucción desde el controlador maestro 310 antes de una segunda combinación de par de IEDs, se produce antes que un valor de desajustes de correlación de pico asociado con la segunda combinación de par de IEDs. Si el valor de desajuste de la correlación de pico asociado con la primera combinación de par de IEDs se produce después del valor de desajuste de la correlación de pico asociado con la segunda combinación de par de IEDs, el controlador maestro 310 determina que no se satisface el umbral de correlación (912).

Después de que el controlador maestro 310 almacena los datos de variación desde los IEDs (904), el controlador maestro puede comunicar una instrucción a cada uno de un primer par de IEDs en orden secuencial en un intervalo de tiempo predeterminado, para que comiencen a almacenar los segundos datos de variación indicativos de la característica eléctrica (tal como frecuencia, amplitud o fase) en la corriente o tensión que está siendo monitorizada mediante el primer par de IEDs. El controlador maestro 310 recibe desde el primer par de IEDs sus respectivos segundos datos de variación. El controlador maestro 310 determina cuál de los primeros valores de correlación para el primer par de IEDs tiene un valor máximo a efectos de producir un primer valor de la correlación de pico. El valor de desajuste de indicador periódico correspondiente al primer valor de la correlación de pico se denomina un primer valor de desajuste de indicador periódico de pico. El controlador maestro 310 correlaciona automáticamente los segundos datos de variación para producir los segundos valores de correlación. Cada uno de los segundos valores de correlación está asociado con un correspondiente segundo valor de desajuste de indicador periódico. El controlador maestro 310 determina cuál de los segundos valores de correlación para el primer par de IEDs tiene un valor máximo a efectos de producir un segundo valor de la correlación de pico. El segundo valor de desajuste de indicador periódico correspondiente al segundo valor de la correlación de pico se denomina un segundo valor de desajuste de indicador periódico de pico. El controlador maestro 310 determina si la diferencia absoluta entre el primer valor de desajuste de indicador periódico de pico y el segundo valor de desajuste de indicador periódico de pico excede un umbral predeterminado. Si la diferencia absoluta excede el umbral predeterminado, el controlador maestro 310 determina que no se satisface el criterio de correlación (912). El umbral predeterminado puede ser cero o menor que la diferencia absoluta entre el primer y el segundo valores de desajuste de indicador periódico de pico.

Instrucción difundida simultáneamente a todos los IEDs

En otro aspecto de esta descripción, el controlador maestro 310 puede enviar simultáneamente una instrucción difundida a todos los IEDs en el sistema 300 de monitorización de la energía. El orden en el que los IEDs comienzan a registrar los datos de variación es un tanto arbitrario, y depende de cuándo cada IED ha recibido la señal difundida desde el controlador maestro 310 y ha iniciado el registro a continuación de la misma. La estimación de relaciones indirectas de pares de dispositivos sigue siendo útil; sin embargo, el orden de inicio es indeterminado. Los resultados del reexamen son menos concluyentes y pueden mostrar inicialmente que las correlaciones de pico se producen en

ambos lados del centro del gráfico. Un análisis posterior de los datos de correlación permiten al algoritmo 320 de identificación de redes determinar el orden en el que los IEDs han iniciado su registro de los datos de variación. Cada examen subsiguiente puede tener como resultado un orden diferente de los picos de correlación, debido a la naturaleza arbitraria acerca de cuándo un IED recibe e inicia su registro de los datos de variación. Sin embargo, la correlación de pico procedente de un par de IEDs que no están situados en la misma red eléctrica se desplazará alrededor del gráfico -incluso fuera del intervalo esperado con respecto a cuando se producen las otras correlaciones de pico. Aunque la determinación de cuándo se produce un pico de correlación fuera del intervalo esperado (e incluso los límites de dicho intervalo esperado) es un tanto impredecible, proporciona una indicación (especialmente cuando se reproduce de manera consistente durante el reexamen) acerca de cuándo una combinación de par de IEDs no están situados en la misma red eléctrica. Además, se tendrá una coherencia acerca de que un IED de una combinación particular de par de IEDs no se correlaciona con ningún otro IED situado en la red eléctrica del otro IED, cuando se compara a través de más de dos IEDs. En resumen, las relaciones tanto directas como indirectas entre IEDs pueden ser un indicador fuerte de la presencia de múltiples redes y de sus IEDs ubicados respectivamente.

La figura 10 muestra otro algoritmo 1000 de identificación de redes a modo de ejemplo, que se ejecuta mediante el controlador maestro 310. El controlador maestro 310 comunica una instrucción a todos los IEDs en el sistema 300 de monitorización de la energía para comenzar a almacenar los datos de variación indicativos de una característica eléctrica (por ejemplo, frecuencia, amplitud, fase) en una señal de corriente o de tensión que está siendo monitorizará por cada uno de los IEDs (1002). Ocasionalmente, la instrucción puede ordenar asimismo a los IEDs marcar por lo menos un desajuste de indicador periódico (es decir, desajuste del cómputo de ciclos, en este ejemplo) en los datos de variación registrados (1002). El controlador maestro 310 almacena el tiempo en el que comunica la instrucción como un primer tiempo. El controlador maestro 310 recibe desde cada IED en el sistema 300 de monitorización de la energía sus correspondientes datos de variación indicativos de variaciones en frecuencia, amplitud o fase, en la corriente o tensión que están siendo monitorizadas por el IED (1004). Adicionalmente, el controlador maestro 310 puede recibir asimismo desde cada IED un acuse de recibo, indicando que éste ha comenzado a registrar los datos de variación tal como se ordenó (1004). Para cada combinación de par de IEDs, el controlador maestro 310 correlaciona automáticamente, utilizando un algoritmo de alineación de datos, los datos de variación de la combinación de par de IEDs para producir valores de correlación (1006). El controlador maestro 310 determina si se produce un valor de correlación de pico de los valores de correlación, entre el tiempo en el que el controlador maestro 310 envió la instrucción a los IEDs y el tiempo en el que uno de los IEDs ha comenzado a almacenar los datos de variación. El controlador maestro 310 puede determinar el último tiempo mediante recibir un acuse de recibo desde el IED objetivo indicando que éste ha recibido la instrucción y ha comenzado a registrar los datos de variación, o bien el controlador maestro 310 puede solicitar al IED objetivo que determine si ha comenzado a registrar los datos de variación.

El controlador maestro 310 determina si se ha producido un valor de correlación de pico entre el tiempo en el que el controlador maestro 310 envió la instrucción a los IEDs y el tiempo en el que uno de los IEDs ha comenzado a almacenar los datos de variación (1008). En caso afirmativo, el controlador maestro 310 almacena una indicación en una memoria convencional, de que los IEDs en la combinación de par de IEDs correspondiente están instalados en la misma red eléctrica (1012). De lo contrario, el controlador maestro 310 almacena una indicación en la memoria, de que los IEDs en la combinación de par de IEDs correspondiente no están en la misma red eléctrica (1010).

Tiempo relativo de la incidencia de la correlación de pico

Tal como se ha indicado anteriormente, cuando el controlador maestro 310 comunica sucesivamente la instrucción de inicio del registro a cada uno de los IEDs, existe una secuencia de las correlaciones de pico de los pares de IEDs en base a cuándo cada IED recibe la instrucción de comenzar a recoger los datos de variación y actúa en función de la misma. Basándose en el proceso descrito mediante las figuras 5A a 5H, se puede delimitar la posición esperada de la correlación de pico de un par específico de IEDs. Sencillamente, el conocimiento temporal acerca de cuándo se ha comunicado a un IED una instrucción o comando para comenzar a registrar los datos de variación, y de cuándo se ha verificado que dicho comando ha sido recibido y obedecido mediante el controlador maestro 310 proporciona una indicación concreta del intervalo en el que debería producirse la correlación de pico con respecto a una combinación de par de IEDs.

Haciendo referencia al ejemplo mostrado en las figuras 5A a 5H, se supone que el controlador maestro 310 comunica una instrucción para comenzar a registrar datos de frecuencia (t_1) al IED M_1 en el tiempo 02:18:20:00 (hh:mm:ss:ms). Un segundo después, en 02:18:21:00, el controlador maestro 310 determina, mediante una consulta al IED para verificar que éste ha comenzado a registrar los datos de variación o mediante la recepción de un acuse de recibo desde el IED indicando que éste ha comenzado a registrar los datos de variación, que el IED M_1 ha comenzado de hecho a registrar los datos de variación. Durante este periodo, el controlador maestro 310 envía una instrucción al IED M_2 en 02:18:20:30 para comenzar a registrar los datos de variación y recibe posteriormente una indicación un segundo después, en 02:18:21:30, de que el IED M_2 ha comenzado a registrar datos de frecuencia. Si el indicador periódico simultáneo está en ciclos y la red eléctrica está funcionando a 60 Hz, cada ciclo tiene 16,66 milisegundos.

Para el IED M_1 , el tiempo entre cuando fue enviada la instrucción para comenzar a registrar los datos de variación y cuando se verificó que ésta se había iniciado es de un segundo (02:18:21 :00 - 02: 18:20:00 = 00:00:01 :00) o 60 ciclos (1000 ms / 16,66 ms ~ 60). Para el IED M_2 , el tiempo entre cuando fue enviada la instrucción de comenzar a registrar los datos de variación y cuando se verificó que ésta se había iniciado es asimismo de un segundo (02:18:21:30 - 02:18:20:30 = 00:00:01 :00) o 60 ciclos (1000 ms / 16,66 ms ~ 60). El período de tiempo total entre cuando fue enviada la instrucción para iniciar el registro de los datos de variación al IED M_1 y cuando se verificó que el IED M_1 y el IED M_2 había iniciado de hecho del registro de los datos de variación fue de 1,5 segundos (02:18:21 :30 - 02:18:20:00 = 00:00:01 :30) o 90 ciclos (1500 ms / 16,66 ms ~ 90).

Se puede concluir que el desajuste del indicador periódico (o cómputo de ciclos) (en base a la correlación de pico) entre el IED M_1 y el IED M_2 no puede ser mayor que 90 ciclos de separación, asumiendo que ambos están en la misma red eléctrica. Estos dos IEDs están limitados por 90 ciclos, con una probabilidad muy fuerte de que el IED M_1 esté antes que el IED M_2 (debido a que el controlador maestro 310 envió primero la instrucción al IED M_1). Si el desajuste del cómputo de ciclos entre el IED M_1 y el IED M_2 es mayor de 90 ciclos o si el IED M_2 parece haber iniciado su registro de datos de variación antes que el IED M_1 (en base a la posición de la correlación de pico entre el par de IEDs), es muy probable que el IED M_1 y el IED M_2 estén en redes eléctricas diferentes o bien que los datos sean de mala calidad. Tal como se ha mencionado anteriormente, evaluando las relaciones indirectas entre el IED M_1 y el IED M_2 o simplemente muestreando y analizando otro conjunto de datos de variación se puede determinar cuál de estas dos posibilidades es más probable.

Simetría de los datos de correlación en torno al pico

Tal como se ha indicado anteriormente, los IEDs situados en redes eléctricas diferentes 304, 306 no serán resolubles (es decir, sus datos de variación no se correlacionan consistentemente entre ellos sobre iteraciones repetidas del algoritmo de alineación de datos) debido a la independencia de frecuencias entre dos redes eléctricas diferentes 304, 306. Otro indicador acerca de si un par de IEDs están situados en la misma red eléctrica es la simetría de los datos de variación correlacionados, en torno a la correlación de pico. Un examen empírico ha demostrado que un par de IEDs situados en la misma red eléctrica presentarán un nivel de simetría en torno a la correlación de pico. Existen varios métodos para determinar el grado de simetría alrededor de la correlación de pico, tales como la correlación estadística u otras técnicas de reconocimiento de patrones.

Utilizando la figura 4 como ejemplo, se correlacionan los datos de variación (de frecuencia) procedentes de tres diferentes pares de IEDs; un primer par de IEDs en la red eléctrica A, tal como la red eléctrica 304, un segundo par de IEDs en la red eléctrica B, tal como la red eléctrica 306, y un tercer par de IEDs en redes diferentes (uno en la red eléctrica A y uno en la red eléctrica B). Asumiendo que los datos de variación correlacionados desde el primer par (red eléctrica A) están plegados en torno a la correlación de pico y a continuación filtrados (para mayor claridad), a partir de la representación gráfica 600 mostrada en la figura 6 se puede observar que estos dos IEDs presentan una fuerte simetría a ambos lados de la correlación de pico. De hecho, los datos de correlación a cada lado de la correlación de pico son casi la imagen especular unos de los otros. Esto se debe a la fuerte similitud de los datos de variación de cada IED del primer par (de nuevo, debido a que ambos están situados en la misma red eléctrica y a que los datos de variación que se están comparando son pseudo-síncronos). Llevar a cabo la misma operación sobre el segundo par de IEDs (situados en la red eléctrica B) produce resultados similares, tal como se puede ver en la representación gráfica 700 mostrada en la figura 7. De nuevo, esto se debe a las mismas razones mencionadas para el primer par de IEDs en la red eléctrica A.

Otra cuestión es cuando un tercer par de IEDs diferentes redes eléctricas son evaluados de este modo (ver la figura 8). En la representación gráfica 800 mostrada en la figura 8 se puede observar que las curvas de correlación 802, 804 para los dos IEDs del tercer par no son simétricas en torno a la correlación de pico tal como lo eran en los dos ejemplos anteriores donde los pares de IEDs están situados en la misma red eléctrica. De hecho, las curvas de correlación 802, 804 a cada lado de la correlación de pico en este ejemplo se correlacionan tan sólo aproximadamente la mitad de lo que lo hacen los pares de IEDs situados en la misma red eléctrica, lo cual es significativo. Esta correlación débil se produce en particular cuando el algoritmo de alineación de datos se lleva a cabo sobre un número limitado de pares de IEDs cada vez.

Por lo tanto, el nivel de simetría en torno a la correlación de pico entre datos de variación correlacionados entre un par de IEDs dado, es una indicación de si los dos IEDs en el par de IEDs están situados en la misma red eléctrica. El nivel de simetría se puede medir utilizando correlaciones (tal como en este ejemplo) u otras técnicas convencionales para determinar la similitud de dos conjuntos de datos. El nivel de simetría se puede determinar aplicando una función de correlación convencional a los valores de correlación para producir un valor de correlación de simetría. Si el valor de correlación de simetría excede un valor umbral de simetría, tal como aproximadamente 0,75 o mayor, el algoritmo 320 de identificación de redes puede determinar que los IEDs en el par de IEDs están instalados en la misma red eléctrica. Alternativamente, el nivel de simetría se puede determinar restando los valores de correlación de ambas curvas 802, 804 (haciendo referencia a la figura 8) en cada punto en el gráfico de desajuste del cómputo de ciclos, y determinar si un valor cuadrático medio del conjunto resultante de los valores diferenciales excede un umbral. Para un conjunto de datos perfectamente simétrico, el valor cuadrático medio (RMS, root mean square) será cero. El umbral se puede fijar ligeramente por encima de cero, o como un porcentaje del valor de la correlación de pico.

Combinación de técnicas

Cada una de las técnicas de identificación de redes descritas anteriormente puede determinar por separado si los IEDs están situados en una red eléctrica diferente. Las técnicas de identificación de redes pueden identificar asimismo soluciones erróneas para desajustes proporcionados por el algoritmo de alineación de datos. Cualquiera de las anteriores técnicas de identificación de redes se pueden combinar para identificar qué IEDs están situados en qué redes eléctricas.

La figura 4 muestra algunos de los beneficios de utilizar más de una técnica de identificación de redes. El par de IEDs en la red A y el par de IEDs en la red B presentan una correlación de pico significativamente mayor (absoluta y relativa) en comparación con los datos del entorno, tal como se ha discutido anteriormente. En ambos casos, la posición de cada respectiva correlación de pico de los pares de IEDs es válida basándose en la secuencia en la que fueron obtenidos los conjuntos de datos originales. Tal como se ha descrito anteriormente, estos dos pares de IEDs son muy simétricos en torno a su correlación de pico respectiva (de nuevo, ver las figuras 6 y 7). Cualquier combinación o la totalidad de estas observaciones se puede utilizar para dar soporte a la conclusión de que estos pares de IEDs están de hecho situados en la misma red eléctrica.

A la inversa, el par de IEDs muestreados a partir de dos redes eléctricas diferentes (red A y red B) en la figura 4 presentan una correlación de pico 406 muy baja en comparación con los valores de correlación del entorno. La correlación de pico de este par de IEDs se produce 7209 ciclos desde el centro de la representación gráfica, lo que equivale aproximadamente a 2 minutos (7209 ciclos x 0,016 s/ciclo ~ 120,15 segundos); sin embargo, se verificó que todos los IEDs habían iniciado su registro de datos de variación dentro de 15 segundos. Por lo tanto, se concluye que la solución proporcionada por el algoritmo de alineación de datos para el desajuste del indicador periódico (es decir, el desajuste del cómputo de ciclos en este ejemplo) sería errónea en este ejemplo. Finalmente, la determinación de que este par de IEDs presenta una simetría menor de la esperada en torno a su correlación de pico indicaría, de nuevo, que estos dos dispositivos no están en la misma red eléctrica (ver la discusión anterior, en relación con la figura 8).

Se ha demostrado que utilizar una combinación de las técnicas de identificación de redes descritas en esta memoria proporcionará una determinación mucho más fuerte acerca de si dos IEDs están o no situados en la misma red eléctrica. Combinar estos resultados con resultados concordantes a partir del análisis de relaciones indirectas de IEDs reforzará más aún esta determinación. Finalmente, el algoritmo de identificación de redes dado a conocer en esta memoria proporciona otra capa de automatización para usuarios de sistemas más complejos de monitorización de la energía.

Con la necesidad cada vez mayor de monitorizar la sincronización de datos procedentes de una matriz de diversos clientes que incluyen desde centros de datos hasta instalaciones petroquímicas y suministros públicos de electricidad, hay una gran necesidad de poder sincronizar de manera más económica redes eléctricas independientes (específicamente, los datos eléctricos medidos en las redes). Los algoritmos de identificación de redes dados a conocer en esta memoria reducen el coste global y la complejidad de los sistemas de monitorización de la energía, mejorando al mismo tiempo los análisis de los datos y las soluciones para el usuario final.

Cabe señalar que los algoritmos de identificación de redes 320, 900, 1000 han sido mostrados y descritos en esta memoria teniendo diversos módulos que llevan a cabo funciones particulares e interactúan entre ellos. Debe comprenderse que estos módulos están segregados únicamente en base a su función para simplificar la descripción y representan equipamiento físico informático y/o código de soporte lógico ejecutable que está almacenado en un medio legible por ordenador para la ejecución en equipamiento físico informático adecuado. Las diversas funciones de los diferentes módulos y unidades se pueden combinar o segregar como equipamiento físico y/o soporte lógico almacenado en un medio legible por ordenador tal como anteriormente, como módulos de cualquier modo, y se pueden utilizar independientemente o en combinación.

Cualquiera de los algoritmos dados a conocer en esta memoria incluye instrucciones legibles a máquina para su ejecución mediante: (a) un microprocesador, (b) un microcontrolador y/o (c) cualquier otro dispositivo de procesamiento adecuado. Se comprenderá fácilmente que los IEDs M₁-M₁₀ y otros IEDs mencionados en esta memoria incluyen cada uno dicho dispositivo de procesamiento adecuado. Cualquier algoritmo, tal como los algoritmos de identificación de redes 320, 900, 1000, dado a conocer en esta memoria se puede realizar en soporte lógico almacenado en un medio tangible tal como, por ejemplo, una memoria flash, un CD-ROM, un disco flexible, un disco duro, un disco versátil digital (DVD, digital versatile disk) o cualesquiera otros dispositivos de memoria, si bien los expertos en la materia apreciarán inmediatamente que todo el algoritmo y/o partes del mismo podrían alternativamente ser ejecutados por un dispositivo diferente a un controlador y/o estar realizados en soporte lógico inalterable o en equipamiento físico dedicado, de una manera bien conocida (por ejemplo, pueden ser implementados mediante un circuito integrado de aplicación específica (ASIC, application specific integrated circuit), un dispositivo lógico programable (PLD, programmable logic device), un dispositivo lógico programable in situ (FPLD, field programmable logic device), lógica discreta, etc.). Asimismo, parte o la totalidad de las instrucciones legibles a máquina representadas en cualquier diagrama de flujo mostrado en esta memoria se pueden implementar manualmente. Además, si bien se describen algoritmos específicos haciendo referencia diagramas de flujo o diagramas de bloques funcionales representados en esta memoria, los expertos en la materia apreciarán fácilmente

que pueden utilizarse alternativamente muchos otros métodos de implementación de las instrucciones legibles a máquina del ejemplo. Por ejemplo, el orden de ejecución de los bloques se puede modificar, y/o algunos de los bloques descritos pueden ser modificados, eliminados o combinados.

- 5 Si bien han sido mostradas y descritas realizaciones particulares y aplicaciones de la presente invención, debe comprenderse que la invención no se limita a su construcción precisa y a composiciones dadas a conocer en esta memoria, sino al alcance de la invención tal como se define en las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un método de identificación automática de una serie de redes eléctricas independientes (304, 306) en un sistema de suministro público que incluye una serie de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M₁-M₁₀) conectados comunicativamente con un controlador maestro (310) en el sistema de suministro público, que comprende:
 - 5 5 comunicar desde el controlador maestro (310) una instrucción a cada uno de los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M₁-M₁₀) en un orden secuencial en un intervalo de tiempo predeterminado (a) para comenzar a almacenar datos de variación indicativos de variaciones de una característica eléctrica en una señal monitorizada de corriente o de tensión correspondiente que está siendo monitorizada mediante unos respectivos de los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M₁-M₁₀), y (b) almacenar un punto en la señal como un valor de indicador periódico;
 - 10 10 recibir desde cada uno de los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M₁-M₁₀) los datos de variación y el correspondiente valor de indicador periódico;para una serie de combinaciones de pares de los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M₁-M₁₀), correlacionar automáticamente, mediante el controlador maestro (310), los respectivos datos de variación de cada una de las combinaciones de pares a efectos de producir una serie de primeros valores de correlación y determinar, en
 - 15 15 respuesta a la correlación automática, mediante el controlador maestro (310), si se satisface un criterio de correlación para cada una de las combinaciones de pares, en el que cada uno de los primeros valores de correlación está asociado con un correspondiente primer valor de desajuste de indicador periódico, en el que el primer valor de desajuste de indicador periódico corresponde a la diferencia entre los respectivos valores de indicador periódico para la combinación de par; y
 - 20 20 en función de que el criterio de correlación no se satisfaga para una combinación, marcada, de las combinaciones de pares, almacenar una indicación de que los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M₁-M₁₀) correspondientes a la combinación de par marcada están en redes eléctricas diferentes.
2. El método según la reivindicación 1, en el que el criterio de correlación consiste en que para la combinación de par no existe ningún valor de correlación de pico que exceda una cantidad predeterminada.
 - 25 3. El método según la reivindicación 1, en el que el criterio de correlación consiste en si un valor de correlación de pico de los primeros valores de correlación excede los otros primeros valores de correlación en una cantidad predeterminada.
 4. El método según la reivindicación 2 ó 3, en el que:
dicha cantidad predeterminada es por lo menos un 25% mayor que el siguiente valor de mayor correlación para la
 - 30 30 combinación de par, cuando dicho criterio de correlación consiste en que para la combinación de par no existe ningún valor de correlación de pico que exceda una cantidad predeterminada; y
dicha cantidad predeterminada es por lo menos un 25% mayor que el siguiente valor de mayor correlación, cuando dicho criterio de correlación consiste en si un valor de correlación de pico de los primeros valores de correlación excede los otros primeros valores de correlación en una cantidad predeterminada.
 - 35 5. El método según la reivindicación 1, en el que el criterio de correlación consiste en si el valor absoluto del más negativo de los primeros valores de correlación no excede el valor absoluto del mayor de los primeros valores de correlación, en más de un 25%.
 - 6. El método según la reivindicación 1, en el que determinar si se satisface el criterio de correlación incluye:
determinar si un valor de correlación de pico asociado con una primera combinación de par de los dispositivos
 - 40 40 electrónicos inteligentes (IEDs M₁-M₁₀) se produce antes que un valor de correlación de pico asociado con la segunda combinación de par de los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M₁-M₁₀); y
en función de que el valor de correlación de pico asociado con la primera combinación de par se produzca después del valor de correlación de pico asociado con la segunda combinación de par, determinar que no se satisface el umbral de correlación.
 - 45 7. El método según la reivindicación 6, en el que determinar si se satisface el criterio de correlación incluye:
en respuesta a que los datos de variación estén siendo almacenados, comunicar desde el controlador maestro (310) una instrucción a cada uno de un primer par de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M₁-M₁₀) en un orden secuencial en un intervalo de tiempo, para comenzar a almacenar los segundos datos de variación indicativos de la característica eléctrica en la correspondiente señal monitorizada de corriente o de tensión que está siendo
 - 50 50 monitorizada mediante respectivos dispositivos del primer par de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M₁-M₁₀);
recibir desde cada uno del primer par de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M₁-M₁₀) los segundos datos de variación;

determinar cuál de los primeros valores de correlación para el primer par de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M_1-M_{10}) tiene un valor máximo para producir un primer valor de correlación de pico, y en el que el primer valor de desajuste de indicador periódico correspondiente al primer valor de correlación de pico es un primer valor de desajuste de indicador periódico de pico;

- 5 correlacionar automáticamente los segundos datos de variación para producir una serie de segundos valores de correlación, en el que cada uno de los segundos valores de correlación está asociado con un correspondiente segundo valor de desajuste de indicador periódico;

en respuesta a la correlación automática de los segundos datos de variación:

- 10 determinar cuál de los segundos valores de correlación para el primer par de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M_1-M_{10}) tiene un valor máximo, a efectos de producir un segundo valor de correlación de pico, y en el que el segundo valor de desajuste de indicador periódico correspondiente al segundo valor de desajuste de correlación de pico es un segundo valor de desajuste de indicador periódico de pico; y

determinar si la diferencia absoluta entre el primer valor de desajuste de indicador periódico de pico y el segundo valor de desajuste de indicador periódico de pico excede un umbral predeterminado; y

- 15 en función de que la diferencia absoluta exceda el umbral predeterminado, determinar que el criterio de correlación no se satisface.

8. El método según la reivindicación 1, en el que el valor de indicador periódico es un cómputo de ciclos que corresponde al número de ciclos completos o semiciclos de la señal monitorizada de corriente o de tensión, en el que cada uno de los ciclos indica un cruce periódico por cero voltios o amperios mediante la señal monitorizada de corriente o de tensión.

- 20 9. El método según la reivindicación 1, que comprende además:

en respuesta a que los datos de variación estén siendo almacenados, comunicar desde el controlador maestro (310) una instrucción a cada uno de un primer par de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M_1-M_{10}) en un orden secuencial en un intervalo de tiempo, para comenzar a almacenar los segundos datos de variación indicativos de la característica eléctrica en la correspondiente señal monitorizada de corriente o de tensión que está siendo monitorizada mediante dispositivos respectivos del primer par de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M_1-M_{10});

- 25 recibir desde cada uno del primer par de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M_1-M_{10}) los segundos datos de variación;

- 30 determinar cuál de los primeros valores de correlación para el primer par de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M_1-M_{10}) tiene un valor máximo para producir un primer valor de correlación de pico, y en el que el primer valor de desajuste de indicador periódico correspondiente al primer valor de correlación de pico es un primer valor de desajuste de indicador periódico de pico;

- 35 correlacionar automáticamente los segundos datos de variación para producir una serie de segundos valores de correlación, en el que cada uno de los segundos valores de correlación está asociado con un correspondiente segundo valor de desajuste de indicador periódico;

en respuesta a la correlación automática de los segundos datos de variación:

- 40 determinar cuál de los segundos valores de correlación para el primer par de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M_1-M_{10}) tiene un valor máximo a efectos de producir un segundo valor de correlación de pico, y en el que el segundo valor de desajuste de indicador periódico correspondiente al segundo valor de desajuste de correlación de pico es un segundo valor de desajuste de indicador periódico de pico; y

determinar si la diferencia absoluta entre el primer valor de desajuste de indicador periódico de pico y el segundo valor de desajuste de indicador periódico de pico excede un umbral predeterminado; y

en función de que la diferencia absoluta exceda el umbral predeterminado, determinar que el criterio de correlación no se satisface.

- 45 10. El método según la reivindicación 1, en función de que se satisfaga el criterio de correlación para una combinación marcada de las combinaciones de pares, almacenar una indicación de que los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M_1-M_{10}) correspondientes a la combinación de par marcada están en la misma red eléctrica.

11. El método según la reivindicación 10, en el que el umbral predeterminado es cero o menor que la diferencia absoluta entre el primer y el segundo valores de indicador periódico de pico.

- 50 12. El método según la reivindicación 1, en el que el controlador maestro es uno de los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs M_1-M_{10}).

13. El método según la reivindicación 1, en el que los datos de variación son indicativos de variaciones de frecuencia o variaciones de amplitud en la señal monitorizada de corriente o de tensión, y en el que la característica eléctrica consiste en la frecuencia o la amplitud de la señal monitorizada de corriente o de tensión.
- 5 14. El método según la reivindicación 3, que comprende además determinar un nivel de simetría de los primeros valores de correlación con respecto al valor de correlación de pico, como una función de los primeros valores de desajuste de indicador periódico, y en función de que dicho nivel satisfaga un criterio, determinar que se satisface el criterio de correlación.
- 10 15. El método según la reivindicación 14, en el que el nivel de simetría se determina mediante aplicar una función de correlación a los primeros valores de correlación para producir un valor de correlación de simetría, incluyendo dicho criterio si el valor de correlación de simetría excede aproximadamente 0,75.

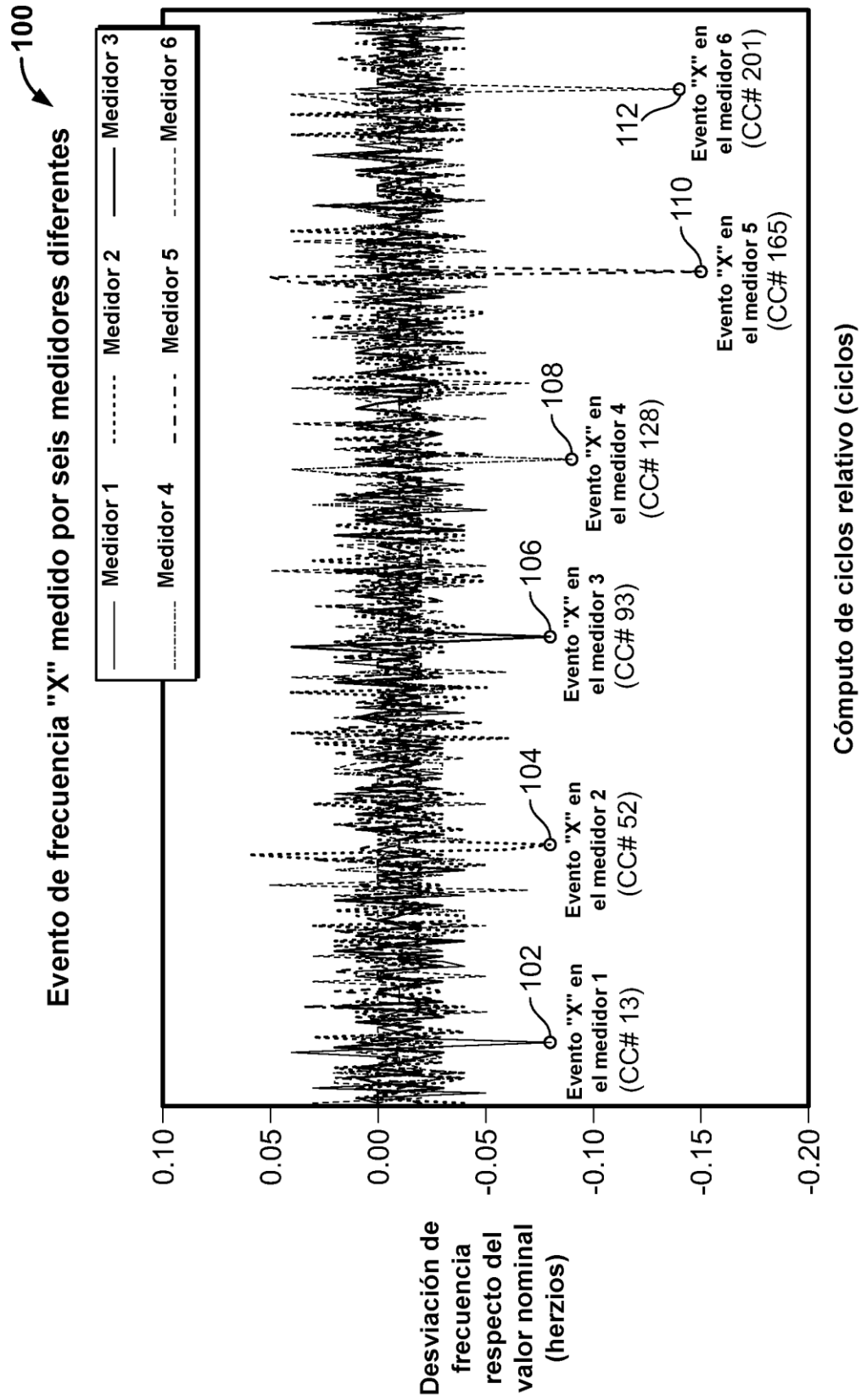


FIG. 1

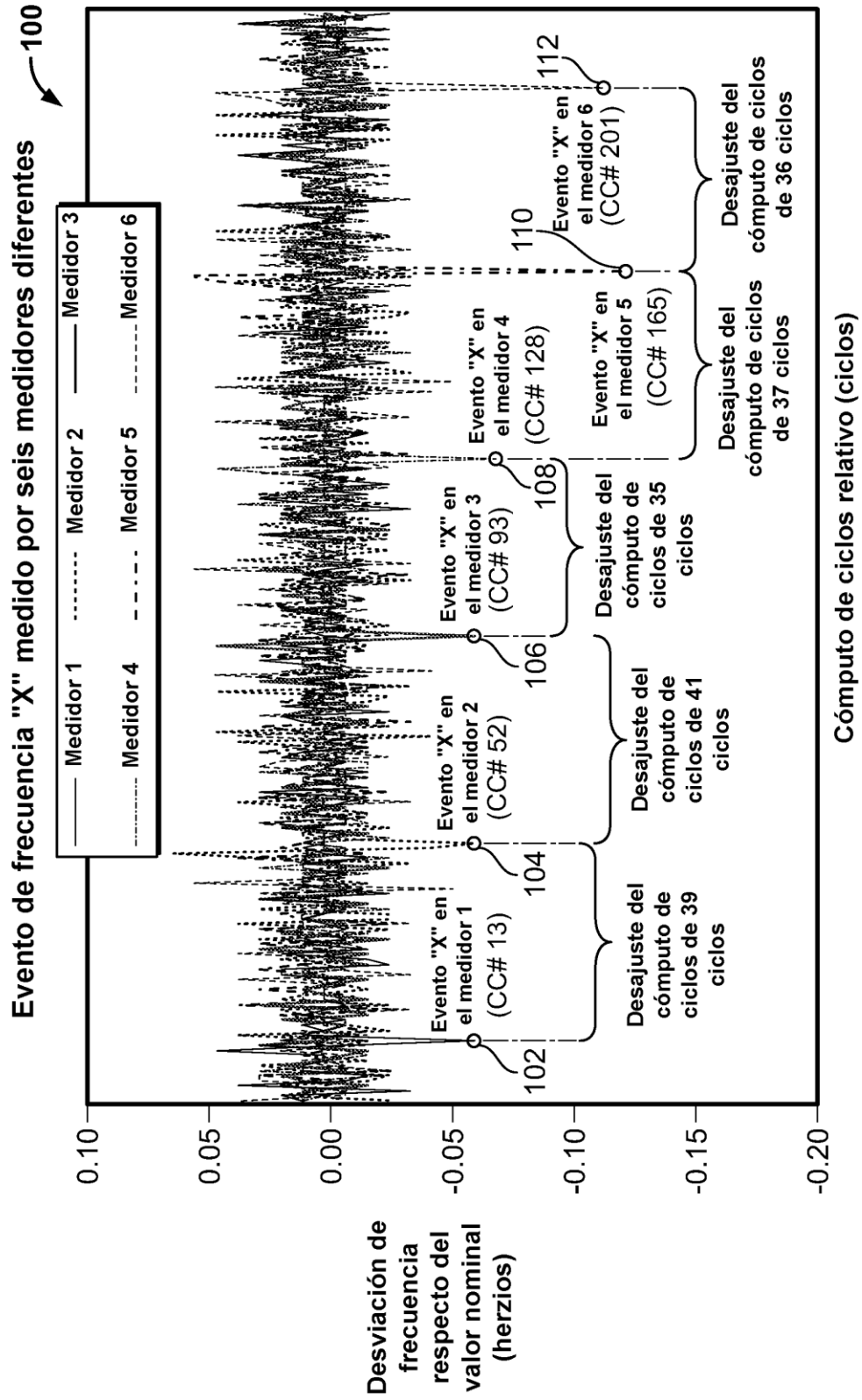


FIG. 2

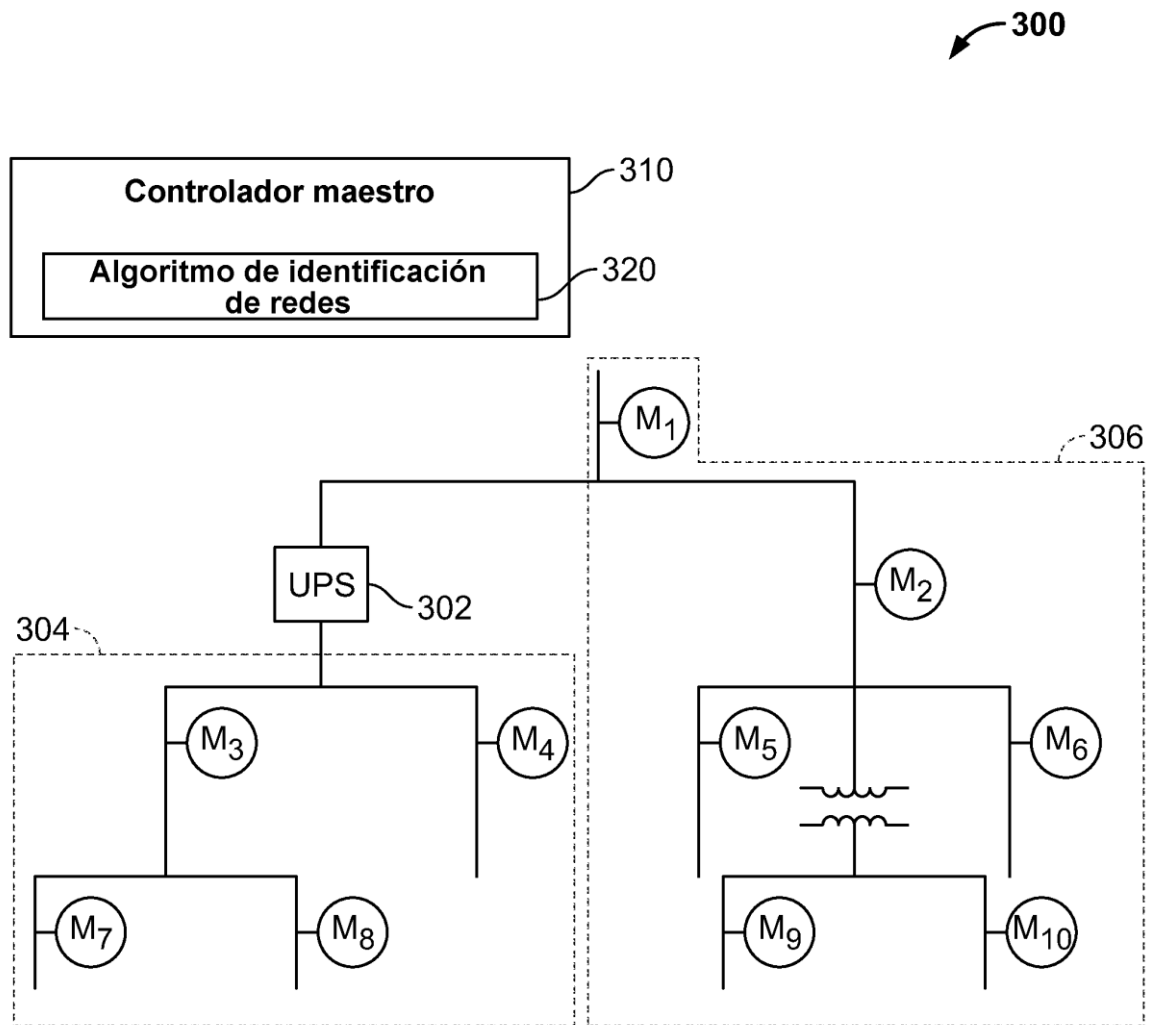


FIG. 3

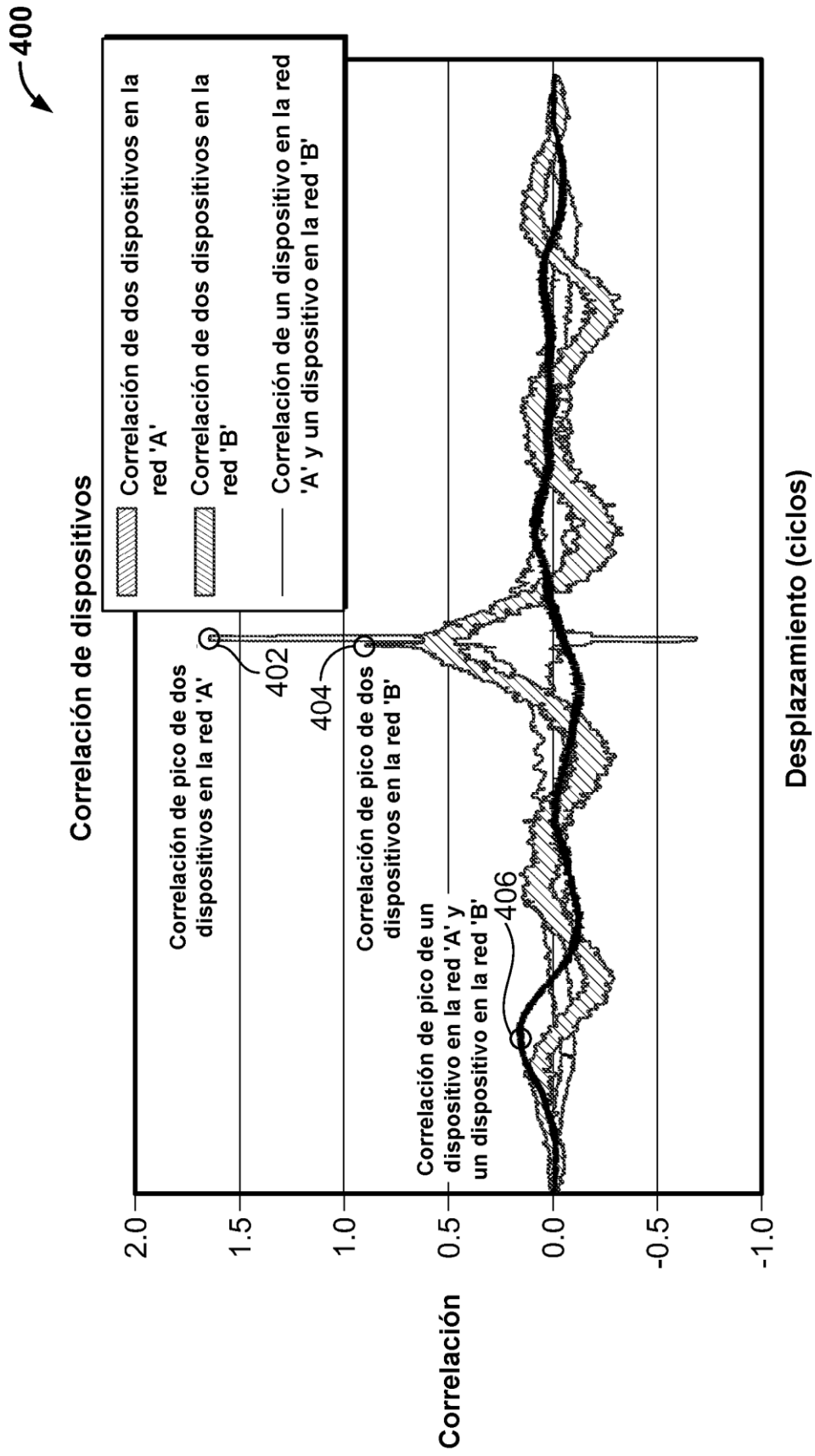
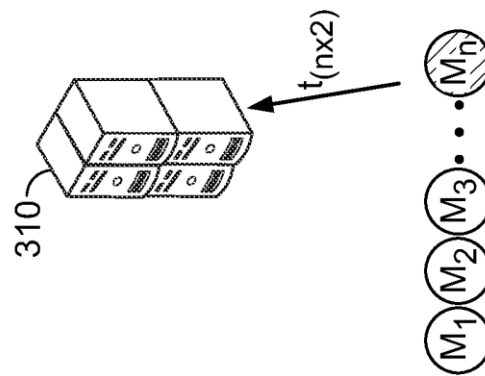
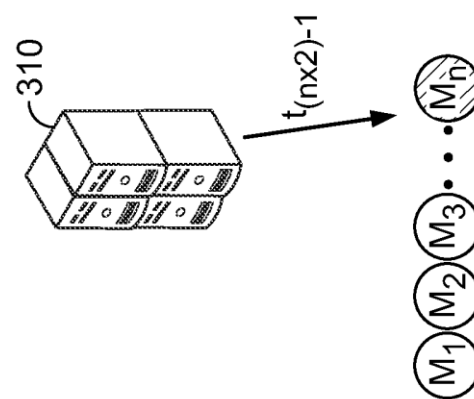
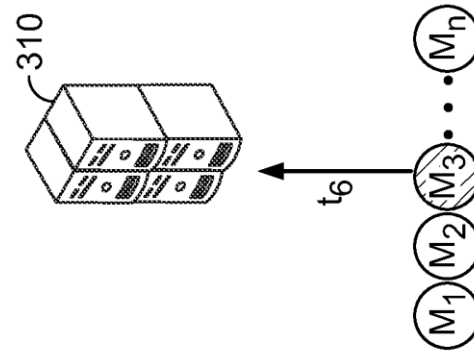
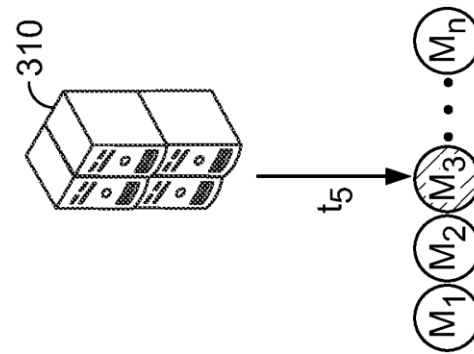
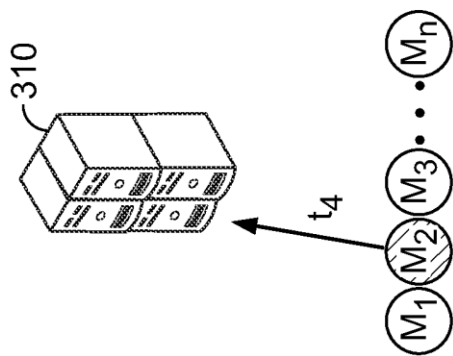
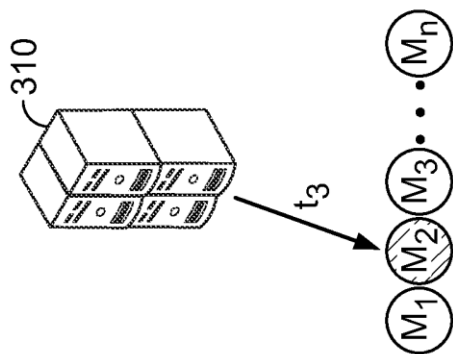
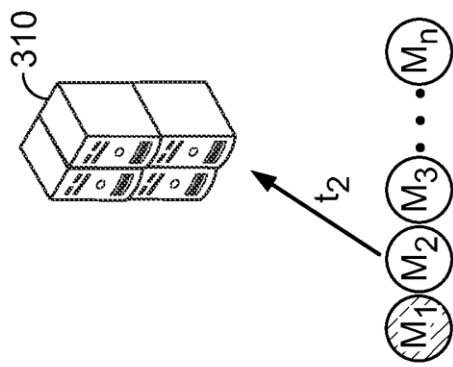
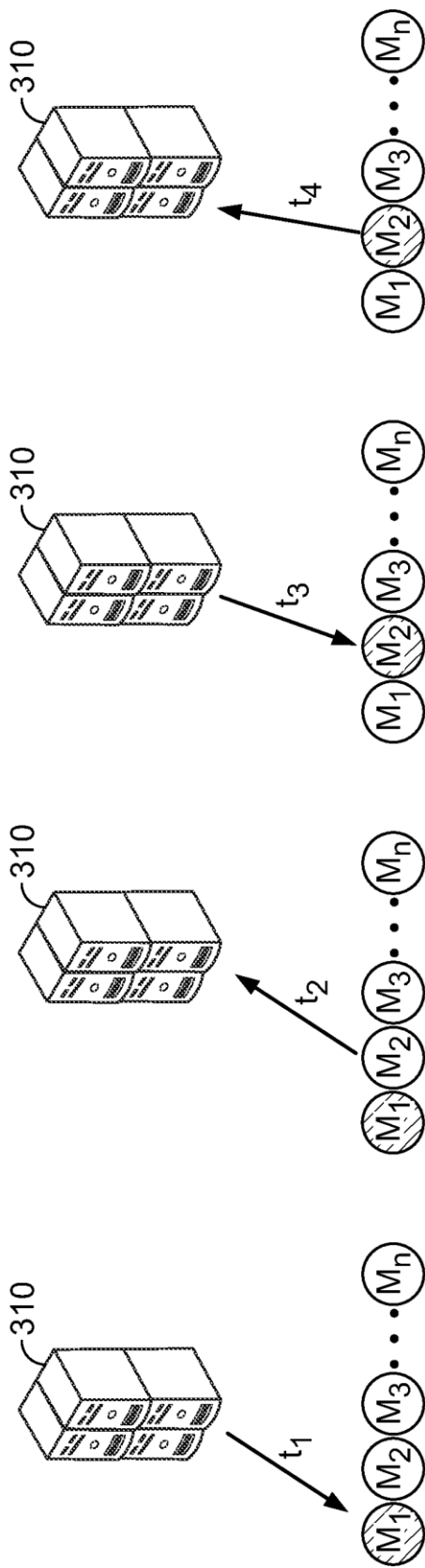


FIG. 4



600

Datos de correlación de la red 'A' plegados en torno al pico

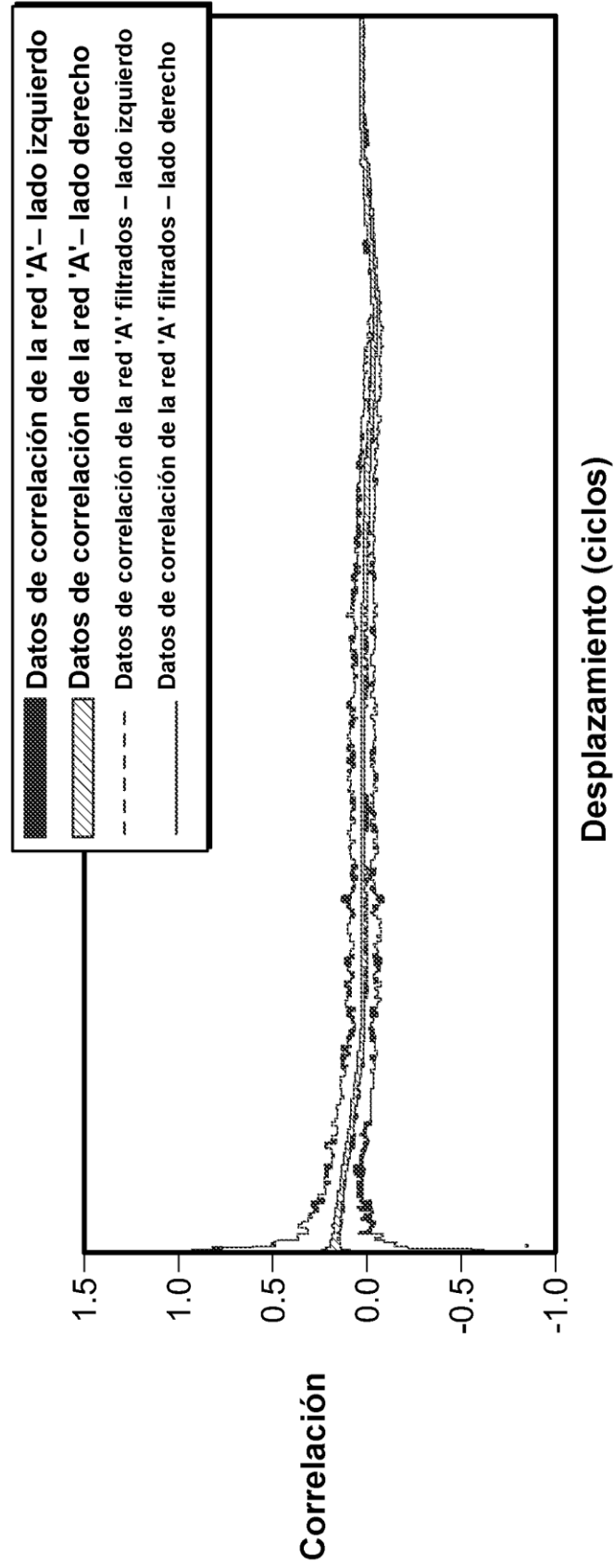
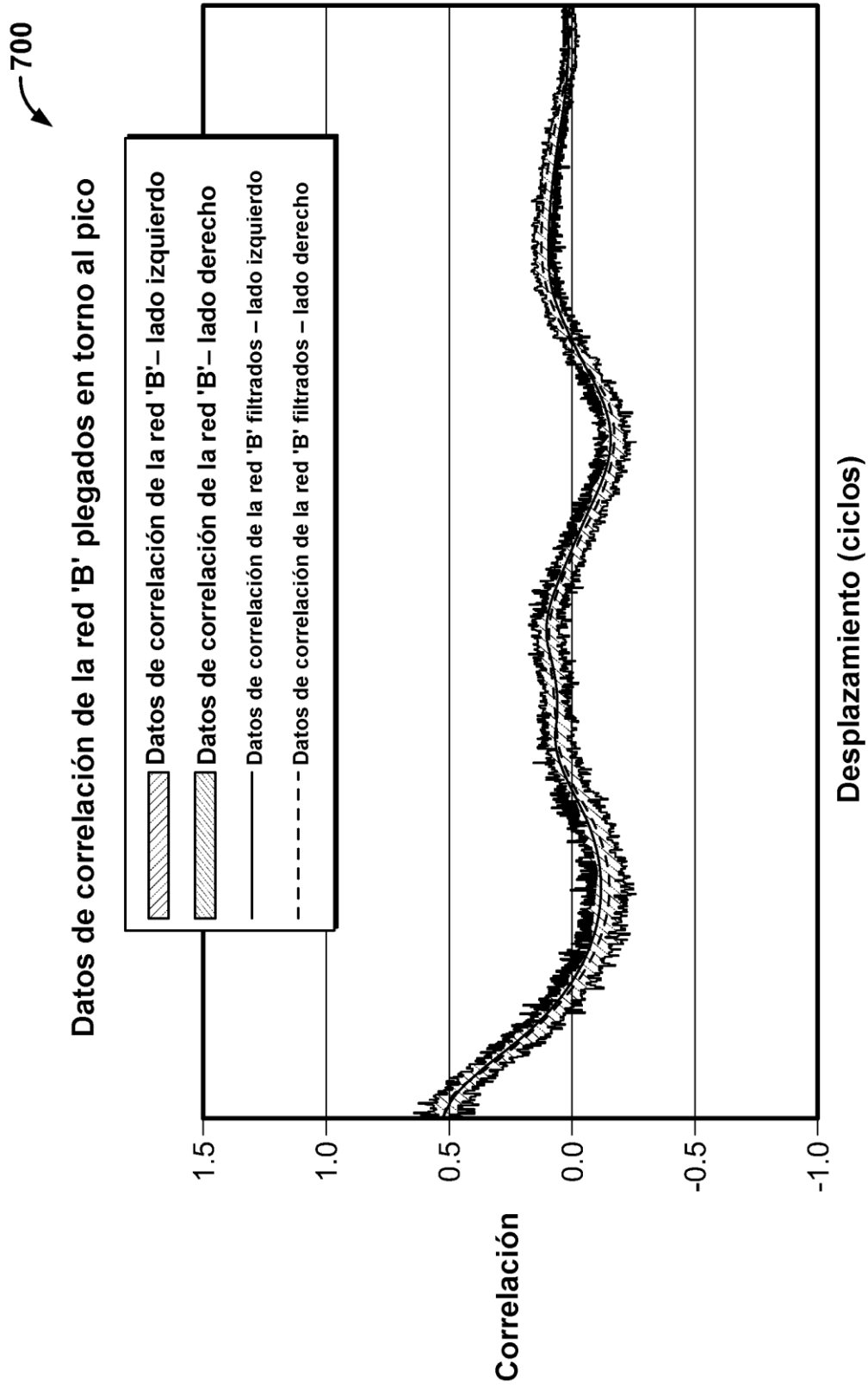
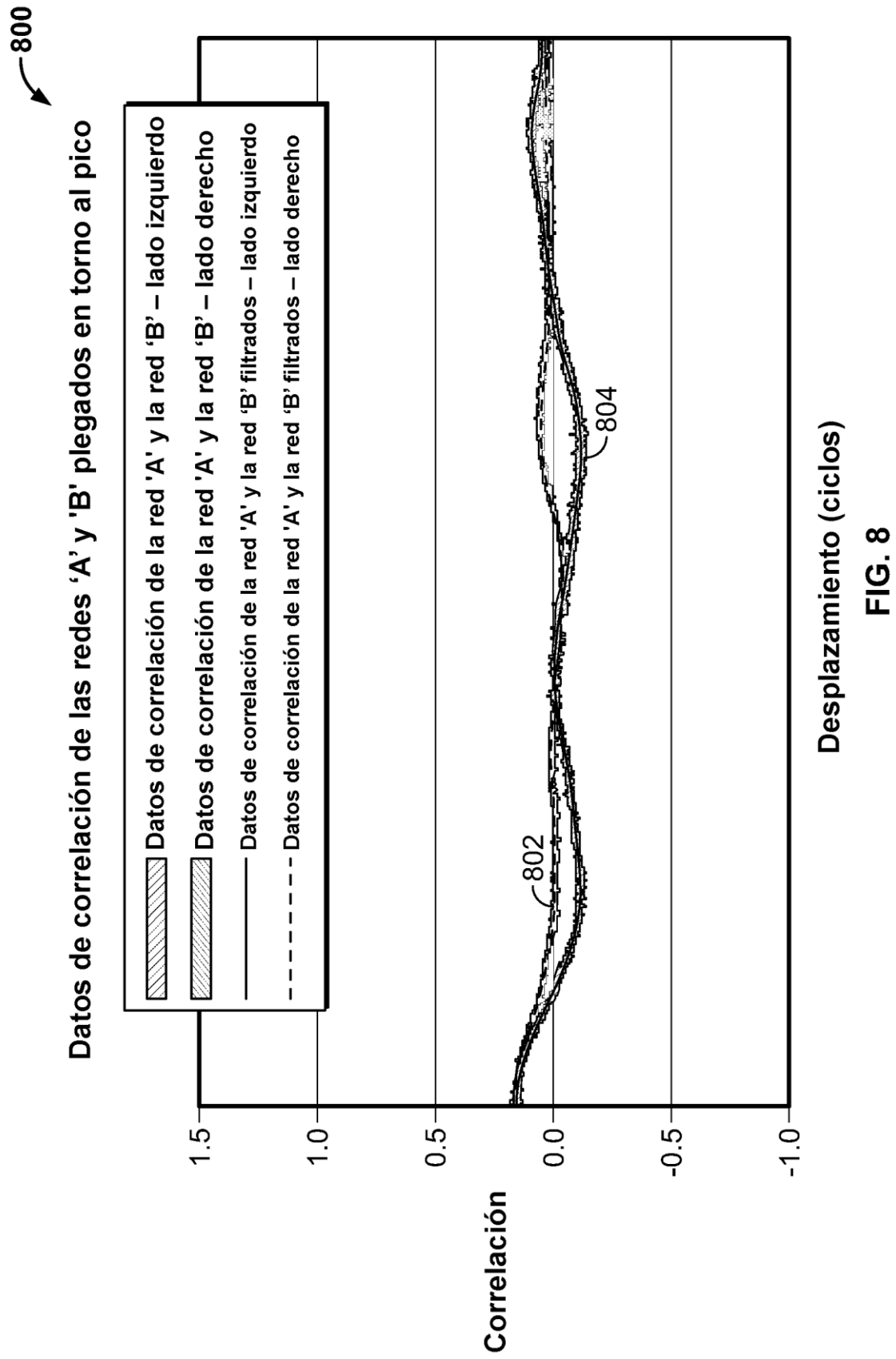


FIG. 6





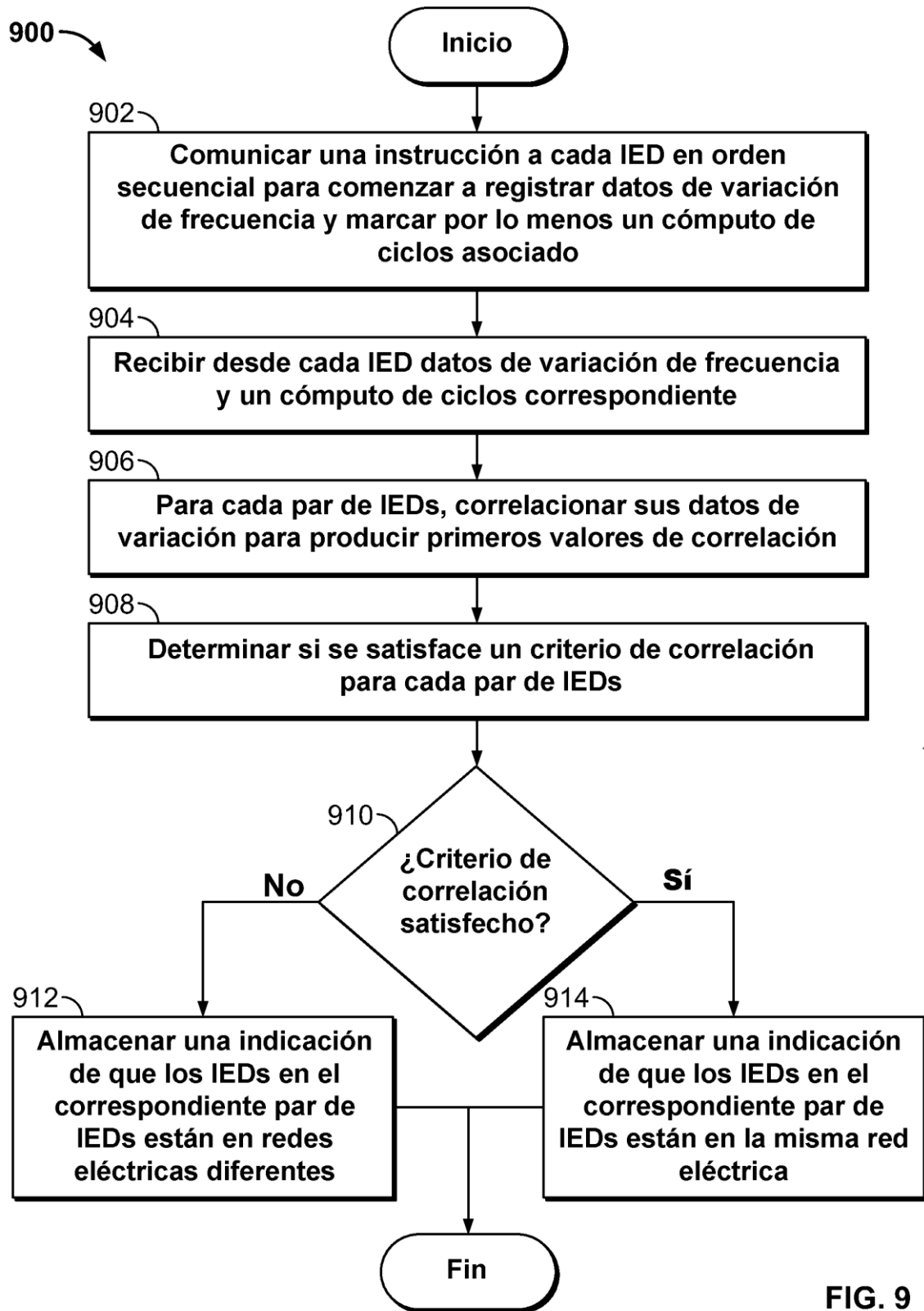


FIG. 9

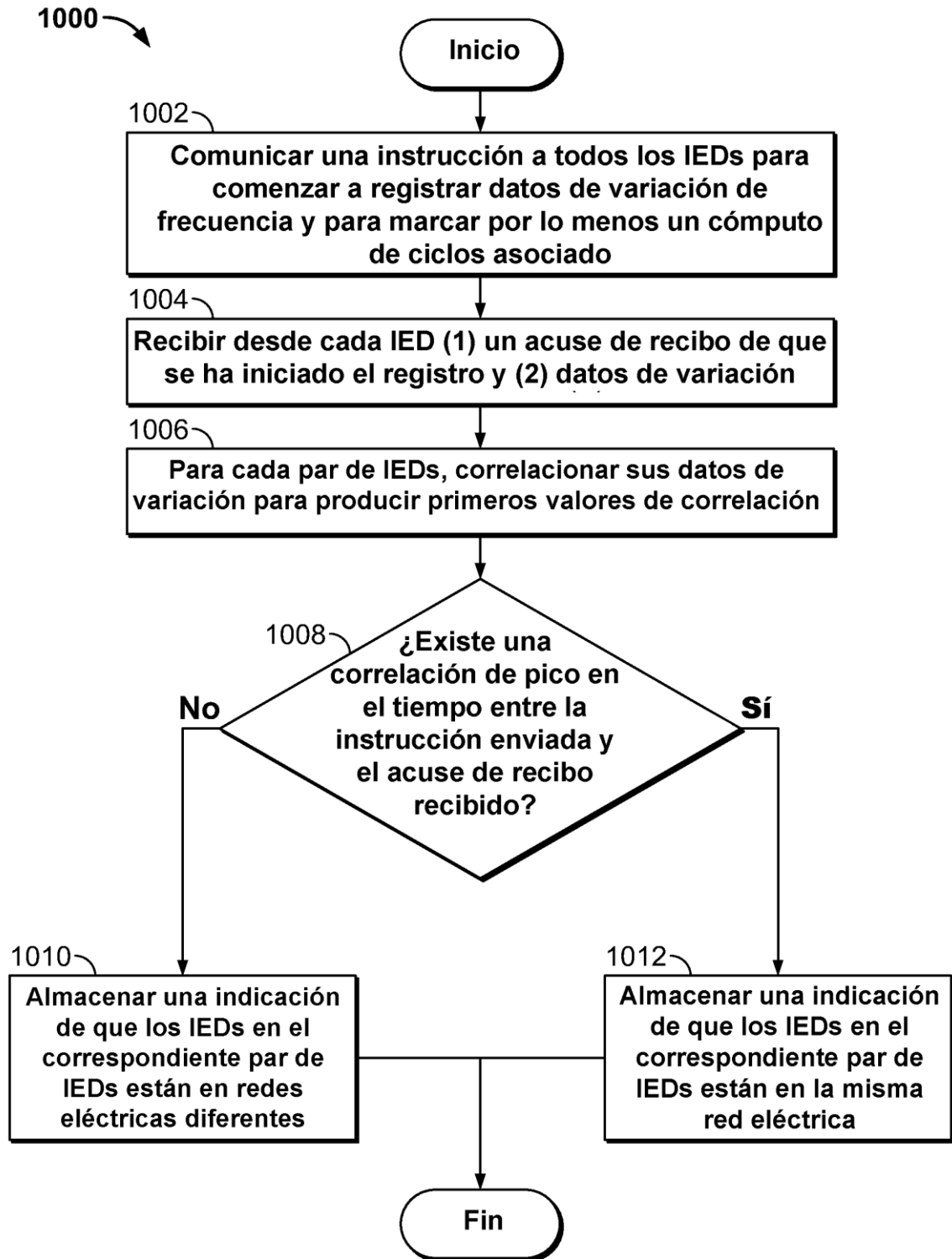


FIG. 10