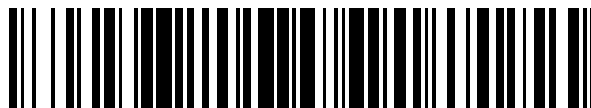


(19)



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



(11) Número de publicación: **2 577 881**

(21) Número de solicitud: 201500072

(51) Int. Cl.:

H04W 84/18 (2009.01)

H04W 88/00 (2009.01)

G01R 31/08 (2006.01)

H02J 13/00 (2006.01)

G08C 17/02 (2006.01)

(12)

SOLICITUD DE PATENTE

A1

(22) Fecha de presentación:

16.01.2015

(43) Fecha de publicación de la solicitud:

19.07.2016

(71) Solicitantes:

UNIVERSIDAD DE SEVILLA (100.0%)
Vicerrectorado de Transferencia Tecnológica.
Secretariado de Transferencia de Conocimiento y
Emprendimiento, Paseo de las Delicias s/n
(Pabellón de Brasil)
41013 Sevilla ES

(72) Inventor/es:

LEÓN DE MORA , Carlos;
GARCÍA DELGADO, Antonio;
MOLINA CANTERO, Francisco Javier;
LUQUE RODRÍGUEZ, Joaquín;
BARBANCHO CONCEJERO, Julio;
PERSONAL VÁZQUEZ, Enrique y
LARIOS MARÍN, Diego Francisco

(54) Título: **Sistema inalámbrico distribuido y procedimiento para la clasificación y localización de faltas en una red de distribución eléctrica subterránea**

(57) Resumen:

Sistema inalámbrico distribuido y procedimiento para la clasificación y localización de faltas en una red de distribución eléctrica subterránea. El sistema comprende dispositivos sensores (3), conformando una red de sensores inalámbricos (2), distribuidos en la red de distribución eléctrica subterránea (1) y acoplados a conductores (7) de la red (1) de forma que todos los tramos de conductores entre bifurcaciones tienen asociados un dispositivo sensor (3). Los dispositivos sensores (3) comprenden medios de medición de la corriente (34) que circula por el conductor (7), estando sincronizados entre sí y configurados para identificar el tipo de falta originada y la localización de la misma mediante el intercambio de mensajes, entre los distintos dispositivos sensores (3), con información de las medidas de corriente sincronizadas y mediante el análisis de la información fasorial de dichas medidas de corriente sincronizadas, teniendo en cuenta la topología de la red.

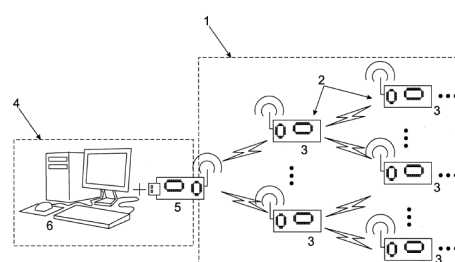


Fig. 1

Sistema inalámbrico distribuido y procedimiento para la clasificación y localización de faltas en una red de distribución eléctrica subterránea

DESCRIPCIÓN

5

Campo de la invención

La presente invención se engloba dentro del campo de los métodos y equipos para la localización de faltas en líneas de distribución eléctricas, y más concretamente en líneas subterráneas de distribución eléctricas de media tensión.

10

Antecedentes de la invención

Es tarea fundamental de las compañías eléctricas garantizar el suministro de energía a los usuarios en condiciones de continuidad y calidad. Así, la localización de faltas en líneas eléctricas se convierte en una tarea prioritaria para estas compañías. Una vez detectada una

15 falta, estimar automáticamente su posición desde el centro de control aporta grandes ventajas desde el punto de vista de calidad del servicio, ya que disminuye tanto el tiempo de restauración como el número de maniobras necesarias. Por esto es muy atractivo, en términos de calidad y economía, la implantación de sistemas de localización de esta naturaleza.

20

El desarrollo y aplicación de sistemas basados en microprocesadores en ingeniería eléctrica (IEDs) marca la aparición de las primeras técnicas de localización automática de fallos [1, 2]. Desde entonces se han desarrollado numerosos métodos de localización automática de fallos que se clasifican en cuatro categorías:

25

- Métodos basados en ondas viajeras ("travelling waves"). Este tipo de métodos analizan las señales de alta frecuencia ($>500\text{kHz}$), en corrientes o tensiones, producidas por los impulsos generados al desencadenarse el fallo [3]. Estos impulsos viajan a velocidades elevadas a través de las líneas eléctricas. La detección de la llegada del impulso a dos

30 puntos distantes permite estimar la posición del fallo. Estas técnicas no precisan de un conocimiento completo de las características de las líneas, sin embargo, las altas velocidades de las ondas ocasionan grandes errores en la localización de la falta.

30

35

- Métodos que usan componentes de relativa alta frecuencia de tensiones o corrientes. Para estimar la posición del fallo, estos métodos utilizan las medidas obtenidas

con frecuencias relativamente altas ($>10\text{KHz}$), que se analizan utilizando técnicas basadas en el análisis en el dominio de la frecuencia.

- Métodos de impedancia. Estos métodos usan las componentes fundamentales (fasores) de tensiones e intensidades en puntos terminales de la línea. Son los más usados en la localización de faltas en redes de distribución y consisten en calcular las impedancias de las líneas, tal y como se ven desde los terminales de las mismas, antes y durante la falta. Una buena descripción de los diferentes métodos se encuentra en [5] y sus extensiones a distintos casos de falta en [6].

- Métodos basados en la detección puntual de sobrecorriente. Estos métodos se basan en el uso de Indicadores de Circuito de Falta (FCI), como se explica por ejemplo en la patente US7023691-B1. Estos elementos son capaces de detectar, de forma local, eventos de sobrecorriente, memorizándolos durante un tiempo o hasta que el dispositivo sea reseteado. En base a esta información, en sistemas con distribución radial, es posible determinar el tramo de línea en el que se originó la falta. Sin embargo, en sistemas con generación distribuida donde el flujo de potencia no es unidireccional, estos sistemas no son capaces de realizar la localización. En estos casos es necesario utilizar FCIs direccionales (como se indica por ejemplo en la patente US7969155-B2) los cuales, empleando una medida de la fase de la tensión, son capaces de determinar la dirección del flujo de potencia originado por la falta. Siguiendo estas direcciones es posible determinar el tramo bajo falta, incluso en estas redes con generación distribuida. La información generada por este tipo de dispositivos es habitualmente visual (piloto luminoso o elemento móvil) que permiten al operario conocer, mediante una inspección directa, el estado del dispositivo. Existen en el mercado sistema con comunicación inalámbrica que permiten acceder a la información de forma remota. Estos sistemas están basados en radioenlaces de corta distancia, o en comunicaciones GSM o GPRS.

Hasta la fecha existen numerosos documentos de patente relativos a sistemas de localización de faltas en líneas eléctricas:

- WO2007032697-A1 presenta un método para localizar faltas dividiendo en secciones las líneas de un sistema de transmisión o distribución y asumiendo una hipotética localización en al menos una de estas secciones, partiendo de las medidas de las corrientes, en las condiciones de fallo y también en pre-fallo, en todas las estaciones

terminales del sistema, y además, de la medida de la fase del voltaje de línea, en las condiciones de fallo y pre-fallo, en una de las estaciones terminales del sistema.

- AU2008200131-A1 describe un sistema de localización del punto de fallo, utilizando varias estaciones esclavas que recogen datos de la situación pre-fallo de la línea de distribución y de una estación maestra, donde se recibe y procesa toda esta información, deduciéndose un único punto de fallo, a partir de un conjunto mayor de posibilidades compatibles con las mediciones.

- WO2013091028-A1 plantea un despliegue de un sistema de sensores para el registro de parámetros eléctricos, en redes de baja tensión. Estos elementos de medida utilizan un sistema de GPS para su sincronización e irán conectados en los extremos de las líneas de distribución (uno por línea) y se comunicarán con la estación base a través de una conexión de banda ancha.

- US20130205900-A1 plantea un sistema de gestión de redes de distribución eléctrica, basado en un despliegue de sensores en redes de distribución eléctrica aéreas, registrando información de naturaleza eléctrica y mecánica. Cada uno de estos sensores, se comunica directamente con una estación receptora, que registra y procesa la información de los nodos, tratando de determinar las características de la instalación, facilitando las operaciones de mantenimiento.

En la presente invención se plantea el uso de un sistema distribuido no intrusivo basado en redes de sensores inalámbricos (WSN) como alternativa para realizar la localización de faltas en redes eléctricas de distribución subterráneas. Una red de sensores inalámbricos está formada por una serie de pequeños dispositivos de bajo consumo (nodos), con capacidad de comunicación inalámbrica entre ellos y que colaboran para analizar un fenómeno en común.

Las redes de sensores poseen muchas aplicaciones [7], siendo una de las principales la monitorización ubicua y pervasiva de un entorno. La aplicación de la tecnología de redes de sensores inalámbricos en el campo de las redes de distribución eléctricas es una alternativa emergente, con numerosas aportaciones en los últimos años, tanto de carácter general [8, 9], como de aplicación en aspectos específicos, como: vigilancia de líneas aéreas [10]; monitorización de sistemas de generación distribuida [11], o gestión de sistemas de carga de vehículos eléctricos híbridos, etc. Sin embargo, en ningún caso se ha aplicado las redes

de sensores inalámbricas a la localización de faltas en líneas eléctricas subterráneas, lo cual constituye una de las novedades de la presente invención.

Precisamente, es este hecho uno de los puntos donde se plantea una importante innovación con respecto a los dispositivos de localización de falta actuales. Hasta ahora, existen sólo dos variantes para estos sistemas de localización: los que utilizan un procesado local y aislado (basado exclusivamente en información local) y los que utilizan un procesado centralizado (en los que toda la información se concentra y procesa en un único nodo). La presente invención, por el contrario, se basa en un procesado colaborativo entre nodos, que dotan al sistema de la capacidad de detectar, localizar y clasificar las faltas en sistemas con generación distribuida, basándose únicamente en la información de corriente, no requiriendo una medida de la fase de la tensión (al contrario de los FCIs direccionales que sí la necesitan), medida que es inaccesible en cables apantallados (habituales en las líneas de distribución subterráneas). Este hecho pone de manifiesto la capacidad del sistema colaborativo de la presente invención, gracias a la cual se puede localizar una falta debida a un fallo en el aislamiento interno (en la que el retorno de la corriente de falta se realiza por la malla), y que resuelven los sistemas actuales tipo FCI.

Referencias bibliográficas

[1] A. Girgis, C. Fallon, y D. Lubkeman, "A fault location technique for rural distribution feeders," Industry Applications, IEEE Transactions on, vol. 29, 1993, págs. 1170-1175.

[2] T. Takagi, Y. Yamakoshi, M. Yamaura, R. Kondow, y T. Matsushima, "Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, 1982, págs. 2892-2898.

[3] Wenjin Dai, Min Fang, y Lizhen Cui, "Traveling Wave Fault Location System", Intelligent Control and Automation, 2006. WCICA 2006, págs. 7449-7452.

[4] E. Rosoxllowski, J. Izykowski, B. Kasztenny, y M.M. Saha, "A new distance relaying algorithm based on complex differential equation for symmetrical components," Electric Power Systems Research, vol. 40, Mar. 1997, págs. 175-180.

[5] J. Mora-Florez, J. Melendez, y G. Carrillo-Caicedo, "Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems," Electric Power Systems Research, vol. 78, Abr. 2008, págs. 657-666.

[6] R. Salim, M. Resener, A. Filomena, K. Rezende Caino de Oliveira, y A. Bretas, "Extended Fault-Location Formulation for Power Distribution Systems," Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 24, 2009, págs. 508-516.

5

[7] Akyildiz, I.F.; Weilian Su; Sankarasubramaniam, Y.; Cayirci, E. in "A survey on sensor networks," Communications Magazine, IEEE, vol.40, no.8, pp.102-114, 2002.

[8] V.C.Gungor, B.Lu y G.P.Hancke, "Opportunities and Challenges of Wireless Sensor Networks in Smart Grid," IEEE Trans. Ind. Electron., vol.57, n.10, 2010.

10

[9] M.Erol-Kantarci y H.T.Mouftah, "Wireless multimedia sensor and actor networks for the next generation power grid," Ad Hoc Networks, vol.9, n.4, 2011.

[10] Y.Yang, D.Divan, R.G.Harley y T.G.Habetler, "Design and implementation of power line sensornet for overhead transmission lines," IEEE PES General Meeting, 2009.

15

[11] I.S.Al-Anbagi, H.T.Mouftah y M.Erol-Kantarci, "Design of a delay-sensitive WSN for wind generation monitoring in the smart grid," 24th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering(CCECE), 2011.

20

[12] Y.W.Hong y A.Scaglione, "A scalable synchronization protocol for large scale sensor networks and its applications," IEEE J. Sel. Areas Commun., vol.23, n.5, pp.1085–1099, 2005.

25

[13] A.Marco, R.Casas, J.L.Sevillano, V.Coarasa, J.L.Falco y M.S.Obaidat, "Multi-Hop Synchronization at the Application Layer of Wireless and Satellite Networks," IEEE Global Telecommunications Conference, 2008.

[14] D.F.Larios, J.M.Mora-Merchan, E.Personal, J.Barbancho y C.León, "Implementing a Distributed WSN Based on IPv6 for Ambient Monitoring," Int. J. Distrib. Sens. Networks, 2013.

30

Descripción de la invención

La presente invención se refiere a un sistema y un método para la localización de faltas en líneas subterráneas de distribución eléctricas de media tensión. En concreto, se presenta un

35

sistema diseñado como una red de sensores inalámbricos con múltiples sensores de corriente no intrusivos, que permite la detección, clasificación y localización de las faltas.

El sistema inalámbrico distribuido para la clasificación y localización de faltas en una red de distribución eléctrica subterránea comprende una red de sensores inalámbricos distribuidos en una red de distribución eléctrica subterránea. La red de sensores inalámbricos está formada por una pluralidad de dispositivos sensores que constituyen los nodos sensores de la red. Cada dispositivo sensor está acoplado magnéticamente a un conductor de la red de distribución eléctrica subterránea a monitorizar, estando los dispositivos sensores de la red distribuidos de forma que todos los tramos de conductores entre bifurcaciones tienen acoplados al menos un dispositivo sensor.

Cada dispositivo sensor dispone de un módulo de comunicación inalámbrico para la comunicación con otros dispositivos sensores de la red ubicados dentro de su alcance, medios de procesamiento de datos y medios de medición de la corriente que circula por el conductor al que está asociado.

Los dispositivos sensores están sincronizados entre sí y configurados para, una vez detectado un evento de falta, identificar el tipo de falta originada y el punto de la red de distribución eléctrica subterránea donde se ha producido la falta mediante el intercambio de mensajes, entre los distintos dispositivos sensores, con información de las medidas de corriente sincronizadas y mediante el análisis de la información fasorial de dichas medidas de corriente sincronizadas, teniendo en cuenta la topología de la red.

Para realizar la localización de la falta los dispositivos sensores están preferentemente configurados para:

- determinar el segmento de línea en el que se encuentra la falta mediante la comparación de las corrientes de entrada y de salida de los distintos segmentos que componen la red de distribución eléctrica subterránea,

- clasificar el tipo de falta en el segmento afectado, determinando la línea o líneas del segmento sometidas a falta y el tipo de fallo de aislamiento producido, y en particular si el fallo se produce por una derivación a tierra o por una pérdida de aislamiento en el interior del cable;

- estimar la localización de la falta dentro del segmento en el que se ha producido la falta teniendo en cuenta la clasificación de la misma.

Los dispositivos sensores están preferentemente configurados para realizar la sincronización conjunta empleando la detección de paso por cero de las medidas de corriente de los nodos sensores, y teniendo en cuenta la situación de los nodos sensores dentro de la red de distribución eléctrica subterránea a monitorizar y que el sumatorio fasorial de las corrientes en todos los nodos es igual a cero.

En una realización preferida los dispositivos sensores disponen de una bobina de alimentación que rodea al conductor y a través de la cual recibe la energía de alimentación.

Los medios de medición de la corriente de los dispositivos sensores comprenden preferiblemente al menos una bobina de Rogowski.

Los dispositivos sensores pueden estar ubicados en arquetas de la red de distribución eléctrica subterránea, de forma tal que permiten monitorizar todo el flujo de potencia de la red de distribución eléctrica subterránea.

El sistema puede comprender adicionalmente una unidad de control y una pasarela con capacidad de comunicación inalámbrica configurada para recoger información de la red de sensores inalámbricos y transmitírsela a la unidad de control.

Otro aspecto de la presente invención se refiere a un procedimiento de clasificación y localización de faltas en una red de distribución eléctrica subterránea. El procedimiento comprende:

- establecer una red de sensores inalámbricos en una red de distribución eléctrica subterránea, dicha red de sensores inalámbricos estando formada por una pluralidad de dispositivos sensores sincronizados entre sí y que constituyen los nodos sensores de la red; donde cada dispositivo sensor está asociado a un conductor de la red de distribución eléctrica subterránea a monitorizar, estando los dispositivos sensores de la red distribuidos de forma que todos los tramos de conductores entre bifurcaciones tienen asociados al menos un dispositivo sensor;

- medir, por parte de cada dispositivo sensor, la corriente que circula por el conductor al que está asociado;

- ante la detección de un evento de falta, identificar el tipo de falta originada y la localización de la falta mediante el intercambio de mensajes, entre los distintos dispositivos sensores, con información de las medidas de corriente sincronizadas y mediante el análisis de la información fasorial de dichas medidas de corriente sincronizadas, teniendo en cuenta

la topología de la red.

Para lograr la detección y localización de faltas, además de la medida en sí de la corriente que circula por las líneas, es necesario que la red de sensores provea de dos servicios
5 básicos: un método de formación y encaminamiento de los mensajes, y un mecanismo de sincronización de tiempo que permita compartir un reloj global entre todos los dispositivos. Ambos son problemas clásicos de las redes de sensores, para lo que se han propuesto múltiples soluciones [12, 13, 14], pero aún hoy en día no es una línea de investigación cerrada, puesto que no existen algoritmos óptimos para todas las aplicaciones.

10 Con el fin de sincronizar los nodos, la presente invención incluye un método de sincronización global de tiempo que usa el propio sistema distribuido de medidas de la corriente de la red de sensores. Gracias a estas medidas distribuidas y mediante un método colaborativo, se puede estimar y calibrar un reloj global para la red de sensores que da
15 soporte, entre otras cosas, a la implementación de métodos de encaminamiento de la información que minimizan el consumo de energía eléctrica.

El novedoso sistema de localización de faltas en líneas de distribución eléctricas subterráneas está basado por tanto en el análisis colaborativo de los flujos netos de
20 corrientes adquiridos mediante el empleo de una red de sensores no intrusivos que se comunican de forma inalámbrica, formando una red de sensores inalámbrica (WSN). La ventaja de este planteamiento con red de sensores, es que éste no requiere ningún tipo información de modulo y/o fase de la tensión, parámetros no accesibles sin perforación en los cables apantallados presentes habitualmente en las líneas subterráneas de distribución
25 eléctrica. El sistema únicamente requiere las medidas de corriente adquiridas directamente por los nodos, los cuales al intercambiar información, son capaces de detectar, clasificar y localizar las faltas, tanto en sistemas de distribución tradicionales (con flujos unidireccionales de corriente), como en sistemas con generación distribuida, donde el flujo de potencia puede cambiar de sentido. Ésta es otra ventaja e innovación del presente método y sistema con
30 respecto a sus predecesores.

Como ventaja adicional, no se requiere otro sistema para la extracción de la información de la red, es decir, el sistema aprovecha su propia estructura de comunicación inalámbrica, para informar al centro de control (bajo demanda) de los distintos parámetros de la red. No
35 obstante, el uso de esta tecnología ha obligado a adaptar distintos aspectos del encaminamiento y la sincronización de las comunicaciones, a las características del

problema a resolver. En la presente invención se definen técnicas basadas en el uso de información implícita a la propia red eléctrica a monitorizar para la obtención de las tablas de rutas y de la sincronización de tiempo, lo que resulta un enfoque novedoso en comparación con los sistemas existentes en la literatura, que fundamentalmente emplean tan solo
5 información obtenida a partir del intercambio de mensajes.

El método de la presente invención permite, por tanto, la monitorización de una red eléctrica subterránea de media tensión mediante el empleo de una red de sensores inalámbricos que con un procedimiento no intrusivo permiten la medida de las corrientes que circulan por la
10 red a monitorizar. Usando dichas medidas de corriente y el intercambio de mensajes, la red es capaz de monitorizar el estado de las líneas, así como de clasificar y localizar los posibles fallos que se puedan producir en las mismas.

El sistema está compuesto por un despliegue de nodos sensores, distribuidos de tal forma que se tiene que garantizar que todos los tramos de cables entre bifurcaciones tengan acoplados al menos un medidor de corriente. La estructura de comunicaciones se forma automáticamente mediante el intercambio de mensajes, a partir del conocimiento previo de la estructura de la red eléctrica.

El método de sincronización de los nodos sensores aprovecha el conocimiento previo de la topología de la red eléctrica y de la situación de los nodos sensores para sincronizar, con alta precisión, un reloj global común entre todos los nodos de la red de monitorización. Esta sincronización de tiempo es necesaria para poder detectar y localizar las posibles faltas o defectos que se puedan producir sobre la red eléctrica subterránea monitorizada. Para
20 realizar la sincronización, el sistema utiliza el conocimiento de que el sumatorio fasorial de las corrientes en todos los nodos es igual a cero. A partir de ello y suponiendo, en una primera aproximación, que el desfase de tiempo en la recepción de los mensajes es despreciable entre todos los nodos de la bifurcación, se establece un modelo matemático que utiliza los pasos por cero de la señal de la corriente para calibrar, con alta precisión, los
25 relojes de cada uno de los nodos. El método completo de sincronización se describe posteriormente de forma detallada.

El método para la clasificación y localización de faltas en líneas de distribución eléctricas subterráneas permite efectuar la localización de la falta una vez ésta ha sido detectada
35 (mediante el relé de protección, ubicado en la cabecera de la línea), basándose en el análisis de la información fasorial de corriente registradas por los distintos nodos sensores y

conocida la topología de la red de distribución, incluida la ubicación de cada nodo dentro de la misma. El método de localización basado en esta información se estructura en tres fases: determinación del tramo de línea entre dos centros de transformación en el que se encuentra la falta, clasificación del tipo de falta y, finalmente, la estimación del punto concreto de ese tramo, en el que se ha originó la falta. El conocimiento de esta posición permite realizar el aislamiento de la falta y el restablecimiento del suministro eléctrico de forma más rápida y precisa, mejorándose considerablemente la continuidad del suministro.

Breve descripción de los dibujos

A continuación se pasa a describir de manera muy breve una serie de dibujos que ayudan a comprender mejor la invención y que se relacionan expresamente con una realización de dicha invención que se presenta como un ejemplo no limitativo de ésta.

La Figura 1 representa la estructura general de una red de sensores inalámbrica.

La Figura 2 muestra la conexión de un nodo sensor al conductor a monitorizar.

La Figura 3 muestra la estructura interna de un nodo sensor.

La Figura 4 muestra la estructura de una red de sensores para la monitorización de la red eléctrica subterránea, donde cada arqueta puede tener uno o varios nodos sensores.

Las Figuras 5A, 5B y 5C representan un modelo de la red de distribución subterránea simple sobre la que se ha realizado un despliegue de nodos en las distintas arquetas. La Figura 5C es una continuación de la Figura 5B y ésta a su vez es una continuación de la Figura 5A.

Descripción detallada de la invención

El método y sistema de la presente invención se basan en el despliegue de una red de sensores inalámbricos que permite la detección, clasificación y localización de anomalías en líneas subterráneas de distribución eléctricas.

La **Figura 1** muestra una red de sensores inalámbricos 2 distribuidos en una red de distribución eléctrica subterránea 1 y formada por una pluralidad de dispositivos sensores 3 (o nodos sensores) de bajo consumo, con capacidad de comunicación inalámbrica entre ellos y que colaboran para analizar un fenómeno en común. La red de sensores inalámbricos 2 se comunica con un centro de control 4, formado por una pasarela 5 con

capacidad inalámbrica (en comunicación con los dispositivos sensores 3) y conectada a una unidad de control 6 (e.g. un ordenador).

Cada dispositivo sensor 3 de la red, llamado también nodo sensor, está diseñado para operar de forma autónoma adquiriendo su energía directamente de la línea, a partir de una conexión no intrusiva con ésta, ya que el dispositivo tan sólo hay que acoplarlo alrededor del conductor de la red de distribución, sin necesidad de perforar o seccionar el mismo, según se muestra en la **Figura 2**, que representa la forma de conexión de un dispositivo sensor 3 al conductor 7 a monitorizar.

La **Figura 3** muestra la estructura interna de los dispositivos sensores 3. Cada uno de estos nodos está formado por un módulo de comunicación inalámbrico (i.e. un transceptor de radio 30) que permite la comunicación dentro de la propia canalización subterránea con otros dispositivos sensores 3; medios de procesamiento de datos (por ejemplo, un microcontrolador 31) que procesa la información, una fuente de alimentación 32 y un subsistema de entrada-salida 33, encargado de la monitorización del entorno a través de los distintos sistemas de medida que lo componen, entre ellos un módulo de medida de la corriente 34 que circula por el conductor 7 de la red de distribución, y un interfaz de E/S para otros sensores 35 útiles para la empresa distribuidora (como podrían ser sensor de temperatura, sensor de humedad, sensor de intensidad lumínica, sensor de vibraciones, sensor sonoro, etc.), que aportarían más información extra del entorno o de las condiciones de trabajo de la instalación. Así pues, el dispositivo sensor 3 de la invención tiene la capacidad de integrar sensores adicionales para la monitorización de la instalación, los cuales permiten utilizar la infraestructura de comunicaciones para suministrar información adicional a la empresa propietaria de la instalación. Los dispositivos sensores 3 están diseñados para, aparte de ser económicos, permitir un rápido despliegue de la red. Fundamentalmente la red de dispositivos ejecuta los siguientes métodos:

- Método para la calibración del reloj global del sistema mediante un algoritmo híbrido basado en comunicaciones inalámbricas y estimaciones fasoriales de las corrientes que circulan por los conductores de la red eléctrica subterránea a monitorizar.

- Método colaborativo para la clasificación de faltas en líneas eléctricas basado en el intercambio de mensajes con la información de los flujos netos de carga entre los distintos nodos que forman la red de distribución eléctrica.

- Método colaborativo para la localización de la falta en líneas eléctricas basado en el intercambio de mensajes con la información con las medidas sincronizadas de corriente de los nodos, y en la clasificación previa de la falta. Esta localización permite reducir drásticamente el número de maniobras y el tiempo de interrupción del servicio en la red, facilitando las tareas de mantenimiento (los operarios conocen exactamente donde deben realizar las reparaciones).

A continuación se describe detalladamente los distintos dispositivos que forman parte de la invención, y la funcionalidad de dichos dispositivos que permite realizar el análisis de las faltas en las líneas de distribución subterráneas, así como el correcto funcionamiento de las comunicaciones entre los dispositivos.

La presente invención plantea un sistema cuyo desarrollo se despliega sobre una red de sensores inalámbricos. La red está formada por una serie de dispositivos, llamados nodos, que se encargan de interactuar entre ellos, de manera que mediante su interacción permitan la monitorización de su entorno. En la presente invención se distinguen los siguientes componentes:

- Unidad de control 6: Es un elemento, generalmente situado en el centro de control 4, con el que interactúa el usuario y le permite recuperar la información de los nodos sensores referente al estado de la red de distribución eléctrica subterránea bajo análisis, indicándole, en caso de que se produzca una avería, el tramo en el que se ha producido y su localización dentro del mismo, facilitándole así a los operarios sus tareas de aislamiento y reparación de la falta. Además, se encarga de almacenar los históricos correspondientes de los registros de faltas detectadas.

- Pasarela 5: Este elemento es un nodo que por un lado permite la comunicación con la unidad de control 6 mediante un puerto estándar y por el otro integra un transceptor de radio compatible con el utilizado en el resto de dispositivos que componen la red. Este dispositivo se encarga de redirigir las consultas de los operarios a través de la red de sensores inalámbricos 2. Gracias a este dispositivo la unidad de control 6 pueden recolectar la información del estado de funcionamiento de la red subterránea de distribución eléctrica 1, así como del estado interno (batería restante, índice de errores, etc...) de cada uno de los dispositivos sensores 3. Además, la pasarela 5 también se encarga de realizar las gestiones oportunas para asegurar que se mantienen actualizadas las tablas de rutas de todos los

nodos de la red, de forma que se garantice el acceso mediante una retransmisión adecuada empleando nodos intermedios a cualquier elemento de la red.

- Dispositivos sensores 3 o nodos: Se entiende por nodos sensores, o simplemente nodos, a la serie de dispositivos sensores 3 de bajo consumo y bajo coste que permiten interactuar entre ellos mediante el uso de comunicaciones inalámbricas y que permiten monitorizar una parte localizada del problema a resolver, de forma que mediante su interacción se puede encontrar la solución global del problema. Los nodos propuestos para la presente invención constan de los siguientes elementos o subsistemas (ver Figura 3):

- Subsistema de comunicaciones inalámbricas: Estará compuesto por un transceptor de radio 30 de bajo consumo. La frecuencia de la señal portadora se elegirá en función de la topología de la red, buscando una minimización de las pérdidas de transmisión. Puesto que las canalizaciones que interconectan las arquetas están rodeadas de un plano de masa se puede asumir que para ciertas frecuencias dicha canalización actuará como guía-ondas, permitiendo un gran alcance con bajas pérdidas. Estas frecuencias, junto con una modulación apropiada, será la elegida para las comunicaciones entre todos los elementos que componen la red.

- Subsistema de alimentación: Los dispositivos sensores 3 reciben la energía para su correcto funcionamiento a través de una bobina de alimentación 36 (Figura 2) que rodea el conductor 7, mediante la cual se puede alimentar, junto con una electrónica adecuada, todos los circuitos electrónicos del sensor, incluido el transceptor de radio, sin la necesidad de cortar o perforar el aislamiento del cable al que está asociado. Gracias a esto se puede conseguir un despliegue muy rápido y no intrusivo, que no dañe las características de la red de distribución a monitorizar.

Además del sistema de recolección energética, el sistema de alimentación consta de un sistema de almacenamiento energético de respaldo, tal como una batería o un condensador de alta capacidad que permitirán a estos dispositivos seguir funcionando tras la aparición de una falta en la red de distribución, situación en la cual ya no hay flujo de energía por el conductor y, por tanto, no se podría alimentar el nodo a través de la bobina de alimentación 36.

- Subsistema de E/S 33: Permite la monitorización del entorno a través de los distintos sistemas de medida que lo componen. En este caso la magnitud más importante es

la corriente que atraviesa el conductor 7 de la red de distribución, medida a través de un sensor de medición de corriente, preferentemente una o varias bobinas de Rogowski 37 (Figura 2), cuyo comportamiento está definido por:

○

$$i_{Linea}(t) = \frac{-1}{A \cdot n \cdot \mu_0} \int v_{Bob. Rogowski}(t) \cdot dt = \frac{-1}{M} \int v_{Bob. Rogowski}(t) \cdot dt \quad (1)$$

5

Donde n es el número de espiras, A el área de la sección del toroide formado por la bobina y μ_0 , permeabilidad de vacío ($4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ (V·s)/(A·m))

10

Así pues, cada bobina permite la estimación de la corriente que circula por un conductor. En función de las características de la instalación, se dota a los nodos de hasta un máximo de una bobina por conductor, típicamente tres en las instalaciones trifásicas convencionales. No obstante, para aquellas instalaciones cuya topología lo requiera, también se puede desarrollar la presente invención considerando nodos con una sola bobina, de forma que se instalen varios por arqueta, consiguiéndose con esto una mayor redundancia en las comunicaciones y, por tanto, una mayor fiabilidad de las mismas.

15

- Subsistema de procesamiento: Implementado preferentemente mediante un microcontrolador 31, se encarga de la gestión de las comunicaciones y del procesamiento de la información necesaria para la realización de los distintos métodos o procedimientos posteriormente descritos. Además, se encarga de las agregaciones de datos necesarias para minimizar el uso del canal de comunicaciones inalámbrico, aumentando con ello la fiabilidad del sistema.

20

25

Para obtener un correcto funcionamiento del sistema, el despliegue de la red de sensores se realiza dentro de las arquetas de las líneas de distribución subterránea a monitorizar, cumpliendo preferentemente con las siguientes premisas:

30

- Tanto los elementos de alimentación como los sensores se colocan arrollados alrededor de los conductores 7 a monitorizar (Figura 2), no requiriéndose ninguna acción sobre el mismo (ej.: perforación o corte de su aislante).

- Se coloca un sensor de medición de corriente por cada una de las líneas que atraviesan la arqueta 8. Así, por ejemplo, en un sistema trifásico es necesario la colocación de tres sensores de corriente. En función del tipo de nodos utilizados, esto puede requerir de la instalación de uno o más nodos por arqueta.

5

- Se colocan dispositivos sensores 3 en todas aquellas arquetas 8 (ver **Figura 4**, que representa una estructura de una red de sensores) de la red de distribución eléctrica subterránea 1 a monitorizar que cumplan con las siguientes premisas:

10

- Cuando la separación entre la arqueta 8 con sensores anterior y siguiente a la arqueta 8 actual supere la distancia máxima de cobertura del sistema de comunicación inalámbrica.

15

- Cuando se produzca una bifurcación de conductores. En este caso, hay que colocar dispositivos sensores 3 en la salida de cada bifurcación aunque las condiciones de cobertura no lo requieran. Por ejemplo, en el caso de que una línea trifásica se separe en dos ramas son necesarios seis elementos sensores, tres por cada rama, situando uno en cada una de las fases de la línea trifásica.

20

Para realizar la monitorización de una red de distribución eléctrica subterránea de media tensión es necesario conocer de antemano la situación de los nodos y la topología de la red eléctrica a monitorizar. Partiendo de esa información, los dispositivos que componen la invención implementan los siguientes métodos para monitorizar la red eléctrica:

25

- Método para la formación de la red y sus rutas: El algoritmo para formación de la red se basa en un algoritmo de inundación, el cual comenzará en el dispositivo puente de la pasarela 5, generando una serie de balizas que se retransmitirán a todos los nodos con la finalidad de obtener el número de saltos mínimos para la comunicación entre todos los nodos. A este proceso se le denomina descubrimiento de la red inalámbrica, ejecutándose el siguiente procedimiento:

30

- Un nodo determinado, ya sea por petición del sistema de información o porque lleva un tiempo elevado sin intercambiar información con otros nodos, envía un mensaje en redifusión que será recibido por una serie de nodos, informando de su nivel de batería.

35

- Una serie de nodos reciben este mensaje. A estos nodos se les denominan nodos vecinos del emisor. Con esta información los nodos actualizan su tabla de rutas locales, con las que determinan el número de saltos que hay entre el nodo que ha originado el mensaje y el dispositivo puente o pasarela 5.

5

- A partir de esta información y suponiendo conocida la topología física de la red eléctrica a monitorizar, se calcula el mapa global de rutas a utilizar por la red mediante el empleo de un algoritmo de árbol recubridor de peso mínimo diseñado para redes de sensores inalámbricos. El peso del árbol recubridor tiene en cuenta diversos parámetros, tales como la topología de la red eléctrica a monitorizar, el nivel de batería de los nodos o la distancia física entre nodos sensores para determinar las rutas óptimas de comunicación.

10

Cíclicamente, en función de los cambios internos que se produzcan en los nodos, el sistema de información se encarga de actualizar dichas rutas en caso de que no haya comunicaciones suficientes en la red para mantener actualizadas las tablas de rutas, maximizando la funcionalidad de la red y la duración global de batería.

15

- Método para la sincronización de tiempo: Para correlacionar la información asociada a distintos puntos de medida recogidos por distintos nodos es necesario una sincronización de tiempo entre éstos. Para ello se emplea un método que combina la detección de pasos por cero de la medida de corriente, junto con el envío de balizas y el conocimiento previo de la situación de los nodos sensores dentro de la red de distribución eléctrica a monitorizar. El método implementado es el siguiente:

20

25

- Los nodos están continuamente midiendo la corriente del cable o cables a los que están asociados. A partir de la forma de la onda medida, cada nodo calcula a partir de un reloj global interno una marca de tiempo (timestamp) en el que se produce el cruce por cero de pendiente positiva de la onda. Es decir, los nodos están continuamente midiendo la corriente y procesándola de forma que siempre tienen en memoria la magnitud y fase de la corriente, referidas a su reloj interno.

30

- Si se produce una petición de sincronización del sistema de información, o si ha pasado un tiempo mayor del tiempo asignado para la sincronización, un nodo envía un mensaje de sincronización a los nodos hijos (aquellos jerárquicamente

35

inferiores en la arquitectura de la red de distribución eléctrica) y considera como tiempo de sincronización su último cruce por el cero de pendiente positiva detectado.

• Debido a los desfases y al funcionamiento de los transceptores de radio, el tiempo de emisión es desconocido, pero sí se puede asumir, debido a la velocidad de transmisión de las comunicaciones vía radio, que todos los nodos hijos van a recibir el mensaje en el mismo instante de tiempo.

• Cada uno de los nodos hijos considera en este punto el tiempo de recepción como origen de tiempo de sincronización, y envían al nodo padre (aquel jerárquicamente superior en la arquitectura de la red de distribución eléctrica, y el cual ha originado el proceso de sincronización) un mensaje con el módulo de la corriente y el desfase de tiempo entre su último cruce por cero de pendiente positiva y el tiempo de recepción del mensaje de sincronización.

• El nodo padre, tras recibir la información de todos sus nodos hijos, agrega fasorialmente las magnitudes de corriente de todos estos y determina la fase resultante de la agregación. Con esta información, el error introducido debido al tiempo desconocido de recepción del mensaje se estima a partir del desfase de tiempo existente entre la fase agregada y la fase considerada como origen de tiempo.

• Una vez medida esa fase, el nodo padre envía un mensaje en redifusión a los nodos hijos informando del tiempo global en el que se originó la recepción del mensaje.

• Cada uno de los nodos hijos usa esa información para calibrar su reloj global interno.

Con este algoritmo, se puede asegurar una sincronización de tiempo de alta precisión, aprovechando que la arquitectura de la red de distribución eléctrica es conocida y que la diferencia de tiempos existente en la recepción por parte de los nodos hijos, de un mensaje difundido por el nodo padre, es despreciable.

- Método para la clasificación y localización de faltas en líneas de distribución eléctricas subterráneas: Una vez originado un evento de falta, se analiza mediante el

análisis de la información fasorial registrada por los distintos nodos y conocida la topología de la red se identifica qué tipo falta se ha originado y se estima en qué punto de la red se ha producido ésta. A modo de ejemplo, la Figura 5 (la cual debido a su extensión se ha subdividido en **Figura 5A** -que incluye la subestación y el primer y segundo segmento-, **Figura 5B** -que incluye un segmento intermedio f- y **Figura 5C** -que incluye el último segmento z-) representa una red de distribución eléctrica subterránea 1 simple, sin bifurcaciones, en la cual se ha realizado el despliegue de la red de sensores en las distintas arquetas 8. La red de distribución eléctrica subterránea 1 mostrada en las Figuras 5A, 5B y 5C comprende una subestación 9, una pluralidad de segmentos 10 (un segmento es el tramo de línea eléctrica que separa dos centros de transformación 11) con sus respectivos centros de transformación 11. En el segmento f se localiza una falta. La localización se lleva a cabo de forma colaborativa por todos los nodos de la red, mientras que la clasificación la realizan los nodos que están justo delante de los centros de transformación. El procedimiento implementado, se divide en las siguientes fases:

- Determinación del segmento en el que se ha originado la falta, segmento f.

Esta primera etapa consiste en comparar las corrientes de entrada del segmento f con las corrientes de salida del segmento f. La corriente de entrada del segmento f se calcula a partir de los datos de corrientes medidas por los dispositivos sensores 3 del segmento inmediatamente anterior al centro de transformación f-1, segmento f-1, y al consumo propio del centro de transformación f-1. Las corrientes de salida del segmento f se calcula a partir de los valores de entrada de corriente de cada uno de los centros de transformación que cuelgan de ese tramo de línea, incluido el propio centro de transformación f. Adicionalmente otra vía para calcular las corrientes de salida del segmento f sería mediante los consumos registrados por los nodos del segmento siguiente f+1, sumándole la corriente que se deriva por el centro de transformación f. De esta forma, si la diferencia entre esta corriente de entrada y salida al segmento f supera un umbral se considera la detección de la falta en el segmento f tal y como se define en la siguiente ecuación:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left| \left(I_{SENx(f-1)} - I_{CTx(f-1)} \right) - \left(I_{SENx(f+1)} + I_{CTxf} \right) \right| \\ \text{ó} \\ \left| \left(I_{SENx(f-1)} - I_{CTx(f-1)} \right) - \sum_{j=f}^{\infty} I_{CTx(j)} \right| \end{array} \right\} > \text{umbral} \Rightarrow \begin{cases} \text{Falta detectada en} \\ \text{el segmento f} \end{cases} \quad (2)$$

$\forall x = a, b, c$

Donde $I_{SENx(f-1)} - I_{CTx(f-1)}$ es la corriente que entra al segmento f ,

$(I_{SENx(f+1)} + I_{CTxf})$ o $\sum_{j=f}^z I_{CTx(j)}$ son dos formas diferentes de calcular la corriente

que sale del segmento f ; donde x es la línea concreta que se está analizando, $I_{SENx(f-1)}$ es la corriente medida por cualquiera de los nodos sensores del segmento $(f-1)$ de la línea x , $I_{SENx(f+1)}$ es la corriente medida por cualquiera de los nodos sensores del segmento $(f+1)$ para la línea x , $I_{CTx(f-1)}$ es la corriente medida en el centro de transformación $(f-1)$ para la línea x , y finalmente j toma todos los valores desde f hasta z , para agregar en el sumatorio todas las corrientes derivadas por los centros de transformación que cuelgan del segmento f . Este análisis se realiza para cada una de las fases (A, B y C) de forma independiente, para conocer la existencia de un fallo.

- Una vez determinado el segmento 10 bajo falta (segmento f en la Figura 5B) se puede, a partir de los datos de entrada y salida del segmento, clasificar el tipo de falta en función de las líneas (fases A, B, C) afectadas y el tipo de fallo que se ha producido en el aislamiento. Este análisis se divide en dos partes:

- Determinación de las líneas con falta: este análisis de sobrecorriente permite determinar que la línea x está sometida a falta. A partir de la evaluación de (3) sobre las distintas líneas, podemos determinar tipologías simples (una única línea afectada), dobles (dos líneas afectadas) o triples (las tres líneas afectadas) de la falta.

$$\left. \begin{array}{c} |I_{SENx(f-1)} - I_{CTx(f-1)}| > umbral \\ o \\ |I_{SENx(f+1)} + I_{CTxf}| > umbral \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \text{Falta sobre la} \\ \text{línea } x \end{array} \right. \quad (3)$$

- Determinación del tipo de fallo de aislamiento: En esta fase se distingue si el fallo se produce por una derivación a tierra, originada en el mismo punto de la falta, o por el contrario se debe a una pérdida de aislamiento en el interior del cable y retornando la corriente a través de la malla. Basándonos en la Figura 5B, I_{xf} representa la corriente que circularía

por el conductor del cable de la línea x, en el tramos del segmento f anterior al punto de falta. I_{Sxf} representa la corriente que circularía por la malla del cable de la línea x, en el tramos del segmento f anterior al punto de falta, I_{Fx} representa la corriente de falta en la línea x (nula si el fallo es de aislamiento interno), e I_{LSx} representa la corriente que se deriva desde el conductor de la línea x a su malla. Análogamente, I'_{xf} e I'_{Sxf} representan las corrientes que circularían por el conductor y por la malla del cable de la línea x, en el tramos del segmento f posterior al punto de falta. Este análisis se puede hacer a través del análisis colaborativo de los sensores del segmento f afectado. Si el retorno de la corriente es a través de la malla, todos estos sensores han de medir aproximadamente lo mismo (ecuación 4).

$$\left. \begin{aligned} (I_{xf} + I_{Sxf}) - (I'_{xf} + I'_{Sxf}) &= I_{Fx} \approx 0 \\ I_{SENx(f,y)} &= I_{xf} + I_{Sxf} \\ I_{SENx(f,y')} &= I'_{xf} + I'_{Sxf} \end{aligned} \right\} \Rightarrow |I_{SENx(f,y)} - I_{SENx(f,y')}| < umbral \quad (4)$$

En la ecuación (4) $I_{SENx(f,y)}$ representa cualquiera de las corrientes medidas por los dispositivos sensores 3 ubicados en las arquetas del segmento f, anteriores al punto de falta de la línea x, e $I_{SENx(f,y')}$ representa cualquiera de las corrientes medidas por los dispositivos sensores 3 ubicados en las arquetas del segmento f, posteriores al punto de falta de la línea x. Por tanto, si se cumple esta condición definida en (4) para todos los sensores del segmento f, se determina que la falta es por un fallo en el aislamiento interno, en caso contrario, se determina que la falta se debe por una derivación directa a tierra en el punto de falta.

• Una vez determinado el segmento bajo falta y determinado el tipo de ésta, el siguiente paso es estimar el punto en el cual se encuentra la falta dentro del segmento. Es este respecto se distinguen dos variantes importantes:

◦ Fallo de aislamiento con conexión a tierra en el punto de falta (caso negativo de la condición definida en la ecuación 4): En esta circunstancia la determinación del tramo bajo falta se reduce a ir evaluando la medida de corriente de cada nodo, en cada arqueta del segmento f, con la medida registrada por el nodo siguiente. Para una línea x, cuando exista una

diferencia entre estas dos corrientes superior a un umbral (ecuación 5), se puede determinar claramente que la falta se encuentra entre el subsegmento definido entre esos nodos i e $i+1$.

$$\left| I_{SENx(f,i)} - I_{SENx(f,i+1)} \right| > umbral \Rightarrow \begin{cases} \text{Falta detectada en el subsegmento} \\ \text{definido entre las arquetas } i \text{ e } i+1 \end{cases} \quad (5)$$

5

◦ Fallo de aislamiento sin conexión a tierra en el punto de falta (retorno de corriente a través de la malla, caso afirmativo de la condición definida en la ecuación 4): En esta circunstancia los sensores del segmento no detectan la corriente I_{LSx} (corriente que se deriva desde el conductor de la línea x a su malla) originada por la falta (ecuación 6), debido a que el flujo neto de corriente es cero. Para esta alternativa, se plantea el uso de un método basado en el cálculo de la resistencia de la malla anterior ($p \cdot R_{Sh}$) y posterior ($(1-p) \cdot R_{Sh}$) al punto de falta (ecuación 7), donde R_{Sh} representa la resistencia total de la malla en el tramo del segmento f , I_{Sxf} e I'_{Sxf} representan las corrientes que circularía por la malla del cable de la línea x en los tramos del segmento f anterior (I_{Sxf}) y posterior (I'_{Sxf}) al punto de falta, respectivamente, Vf_x representa la tensión (referida a masa) que aparece en la malla en el punto de falta, en la línea x . Finalmente, para determinar la posición normalizada “ p ” de la falta dentro del segmento f (ecuación 8).

10

15

$$\begin{aligned} I_{Sxf} &= I_{SENx(f,y)} - \left(I_{SENx(f-1)} + I_{CTx(f-1)} \right) \\ I'_{Sxf} &= I_{SENx(f,y')} - \left(I_{SENx(f+1)} - I_{CTx(f+1)} \right) \end{aligned} \quad (6)$$

$$\left. \begin{aligned} Vf_x &= -p \cdot R_{Sh} \cdot I_{Sxf} \\ Vf_x &= (1-p) \cdot R_{Sh} \cdot I'_{Sxf} \end{aligned} \right\} \Rightarrow -p \cdot R_{Sh} \cdot I_{Sxf} = (1-p) \cdot R_{Sh} \cdot I'_{Sxf} \quad (7)$$

$$p = \frac{I'_{Sxf}}{I'_{Sxf} - I_{Sxf}} \quad (8)$$

20

Este planeamiento no solo es válido para topologías simples (por ejemplo, la de la Figura 5), además es extensible a líneas de distribución que presenten bifurcaciones. En estas topologías más complejas tan solo sería necesario

añadir al planteamiento descrito las ecuaciones derivadas de estos nudos eléctricos.

5 Gracias al empleo de todos estos métodos o funcionalidades, la red de monitorización puede determinar de una manera sencilla el estado de funcionamiento de la red eléctrica subterránea.

10

REIVINDICACIONES

1. Sistema inalámbrico distribuido para la clasificación y localización de faltas en una red de
 5 distribución eléctrica subterránea, caracterizado por que comprende una red de sensores
 inalámbricos (2) distribuidos en una red de distribución eléctrica subterránea (1), dicha red
 de sensores inalámbricos (2) estando formada por una pluralidad de dispositivos sensores
 (3) que constituyen los nodos sensores de la red; donde cada dispositivo sensor (3) está
 10 acoplado a un conductor (7) de la red de distribución eléctrica subterránea (1) a monitorizar,
 estando los dispositivos sensores (3) de la red distribuidos de forma que todos los tramos de
 conductores entre bifurcaciones tienen conectados al menos un dispositivo sensor (3), cada
 dispositivo sensor (3) disponiendo de:

- un módulo de comunicación inalámbrico (30) para la comunicación con otros
 dispositivos sensores (3) de la red ubicados dentro de su alcance;
- 15 • medios de procesamiento de datos (31);
- medios de medición de la corriente (34) que circula por el conductor (7) al
 que está acoplado;

estando los dispositivos sensores (3) sincronizados entre sí y configurados para, una vez
 detectado un evento de falta, identificar el tipo de falta originada y el punto de la red de
 20 distribución eléctrica subterránea (1) donde se ha producido la falta mediante el intercambio
 de mensajes, entre los distintos dispositivos sensores (3), con información de las medidas
 de corriente sincronizadas y mediante el análisis de la información fasorial de dichas
 medidas de corriente sincronizadas, teniendo en cuenta la topología de la red.

25 2. Sistema según la reivindicación 1, caracterizado por que para realizar la localización de la
 falta los dispositivos sensores (3) están configurados para:

- determinar el segmento (10) de línea en el que se encuentra la falta mediante la
 comparación de las corrientes de entrada y de salida de los distintos segmentos que
 componen la red de distribución eléctrica subterránea (1),
- 30 - clasificar el tipo de falta en el segmento afectado, determinando la línea o líneas del
 segmento (10) sometidas a falta y el tipo de fallo de aislamiento producido, y en particular si
 el fallo se produce por una derivación a tierra o por una pérdida de aislamiento en el interior
 del cable;
- estimar la localización de la falta dentro del segmento (10) en el que se ha
 35 producido la falta teniendo en cuenta la clasificación de la misma.

3. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que los dispositivos sensores (3) están configurados para realizar la sincronización conjunta empleando la detección de paso por cero de las medidas de corriente de los nodos sensores, y teniendo en cuenta la situación de los nodos sensores dentro de la red de distribución eléctrica subterránea (1) a monitorizar y que el sumatorio fasorial de las corrientes en todos los nodos es igual a cero.

4. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que los dispositivos sensores (3) disponen de una bobina de alimentación (36) que rodea al conductor (7) y a través de la cual recibe la energía de alimentación.

5. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que los medios de medición de la corriente (34) de los dispositivos sensores (3) comprenden al menos una bobina de Rogowski (37).

6. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que los dispositivos sensores (3) están ubicados en arquetas (8) de la red de distribución eléctrica subterránea (1), de forma tal que permiten monitorizar todo el flujo de potencia de la red de distribución eléctrica subterránea (1).

7. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que comprende adicionalmente una unidad de control (6) y una pasarela (5) con capacidad de comunicación inalámbrica configurada para recoger información de la red de sensores inalámbricos (2) y transmitírsela a la unidad de control (6).

8. Procedimiento de clasificación y localización de faltas en una red de distribución eléctrica subterránea, caracterizado por que comprende:

- establecer una red de sensores inalámbricos (2) en una red de distribución eléctrica subterránea (1), dicha red de sensores inalámbricos (2) estando formada por una pluralidad de dispositivos sensores (3) sincronizados entre sí y que constituyen los nodos sensores de la red; donde cada dispositivo sensor (3) está acoplado a un conductor (7) de la red de distribución eléctrica subterránea (1) a monitorizar, estando los dispositivos sensores (3) de la red distribuidos de forma que todos los tramos de conductores entre bifurcaciones tienen asociados al menos un dispositivo sensor (3);

- medir, por parte de cada dispositivo sensor (3), la corriente que circula por el conductor (7) al que está asociado;

- ante la detección de un evento de falta, identificar el tipo de falta originada y la localización de la falta mediante el intercambio de mensajes, entre los distintos dispositivos sensores (3), con información de las medidas de corriente sincronizadas y mediante el análisis de la información fasorial de dichas medidas de corriente sincronizadas, teniendo en cuenta la topología de la red.

9. Procedimiento según la reivindicación 8, caracterizado por que la localización de la falta comprende:

- determinar el segmento (10) de línea en el que se encuentra la falta mediante la comparación de las corrientes de entrada y de salida de los distintos segmentos que componen la red de distribución eléctrica subterránea (1),

- clasificar el tipo de falta en el segmento afectado, determinando la línea o líneas del segmento (10) sometidas a falta y el tipo de fallo de aislamiento producido, y en particular si el fallo se produce por una derivación a tierra o por una pérdida de aislamiento en el interior del cable;

- estimar la localización de la falta dentro del segmento (10) en el que se ha producido la falta teniendo en cuenta la clasificación de la misma.

10. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 8 a 9, caracterizado por que los dispositivos sensores realizan la sincronización conjunta empleando la detección de paso por cero de las medidas de corriente de los nodos sensores, teniendo en cuenta la situación de los nodos sensores dentro de la red de distribución eléctrica subterránea (1) a monitorizar y que el sumatorio fasorial de las corrientes en todos los nodos es igual a cero.

11. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 8 a 10, caracterizado por que los dispositivos sensores (3) se disponen en arquetas (8) de la red de distribución eléctrica subterránea (1), de forma tal que permiten monitorizar todo el flujo de potencia de la red de distribución eléctrica subterránea (1).

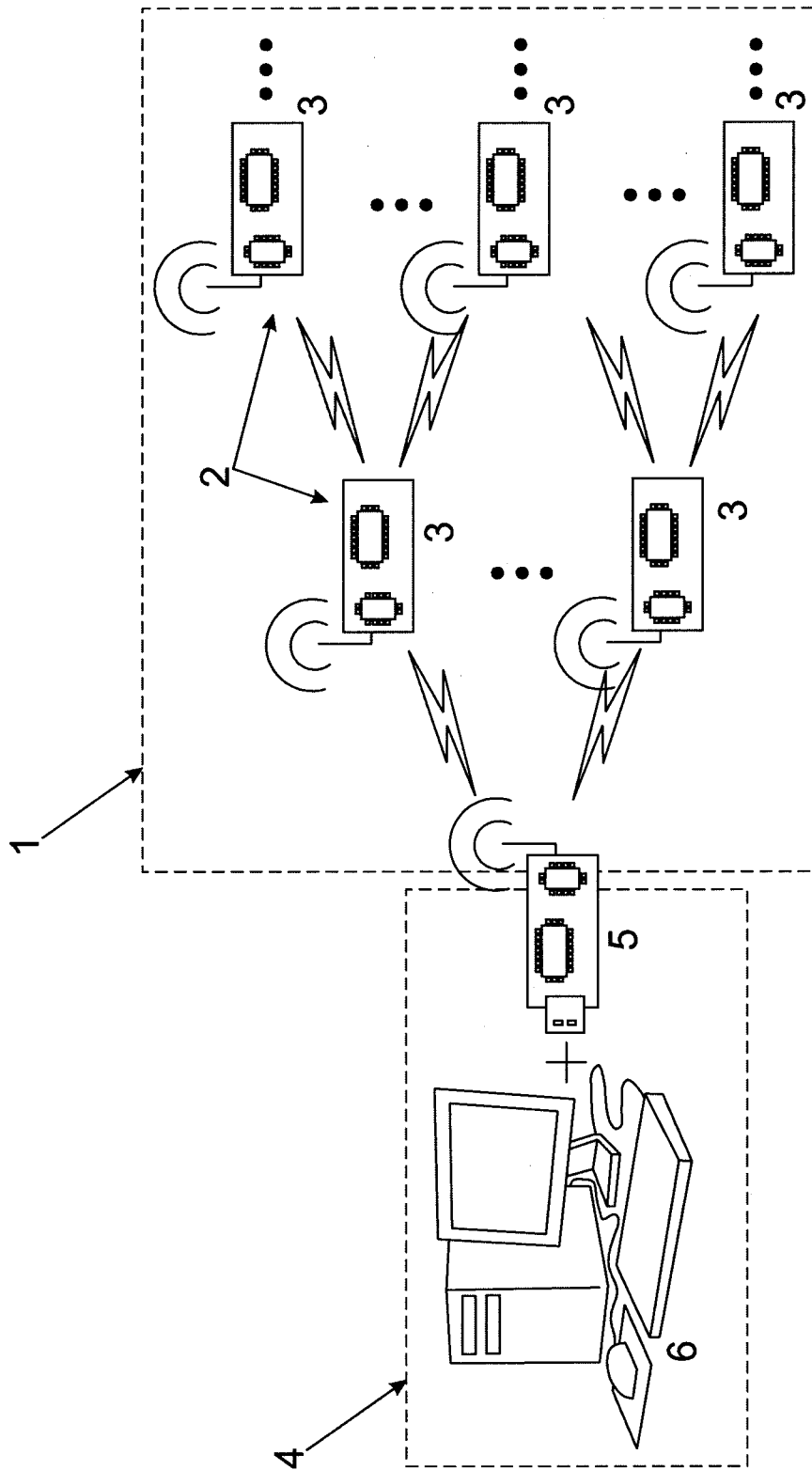


Fig. 1

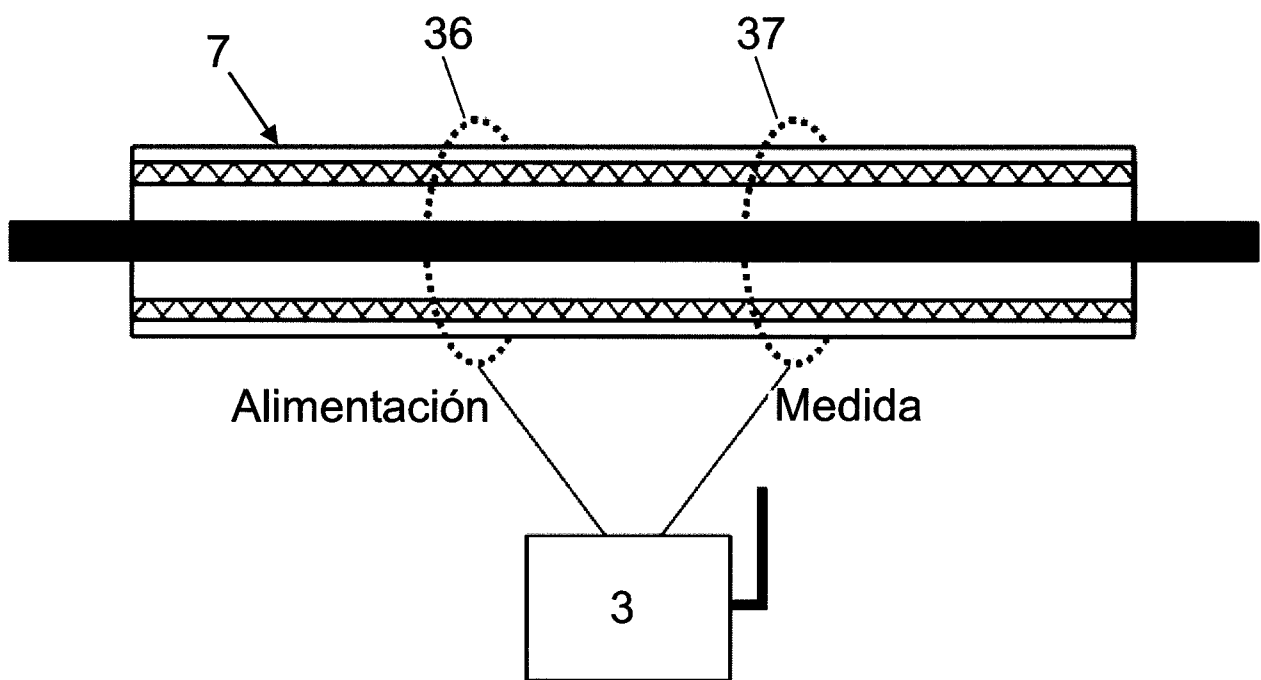


Fig. 2

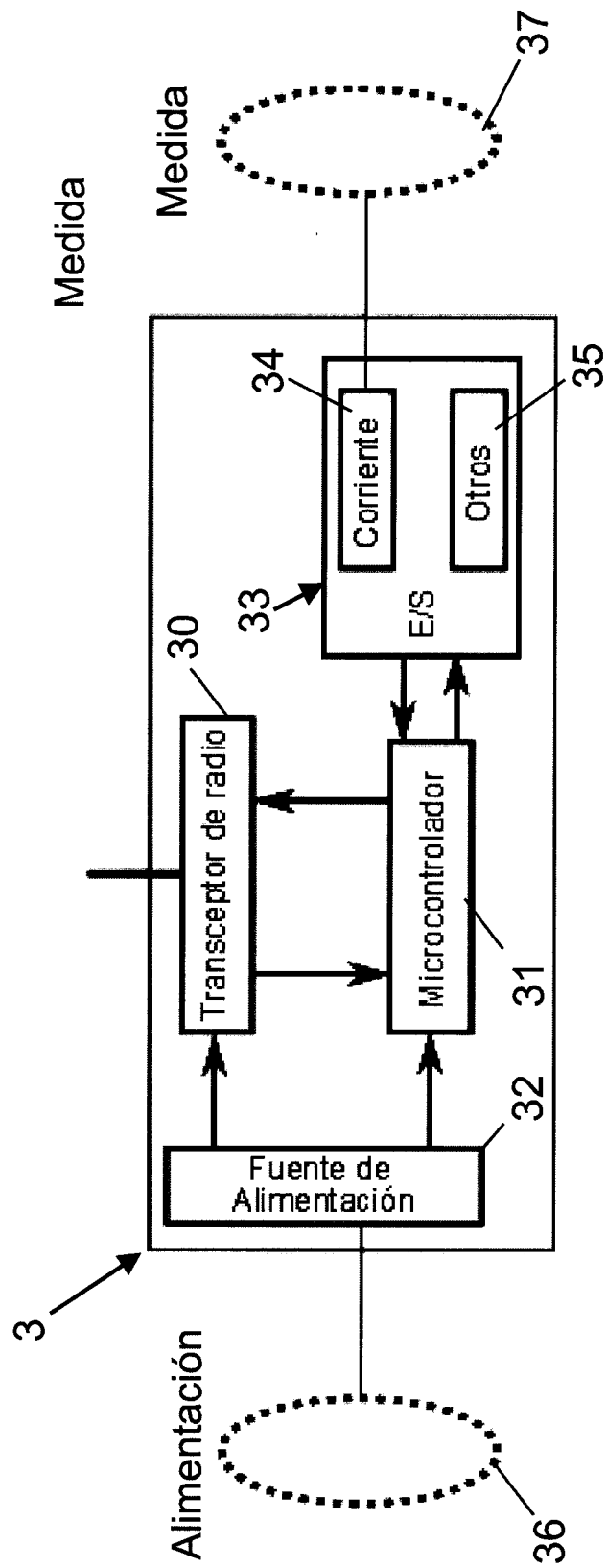


Fig. 3

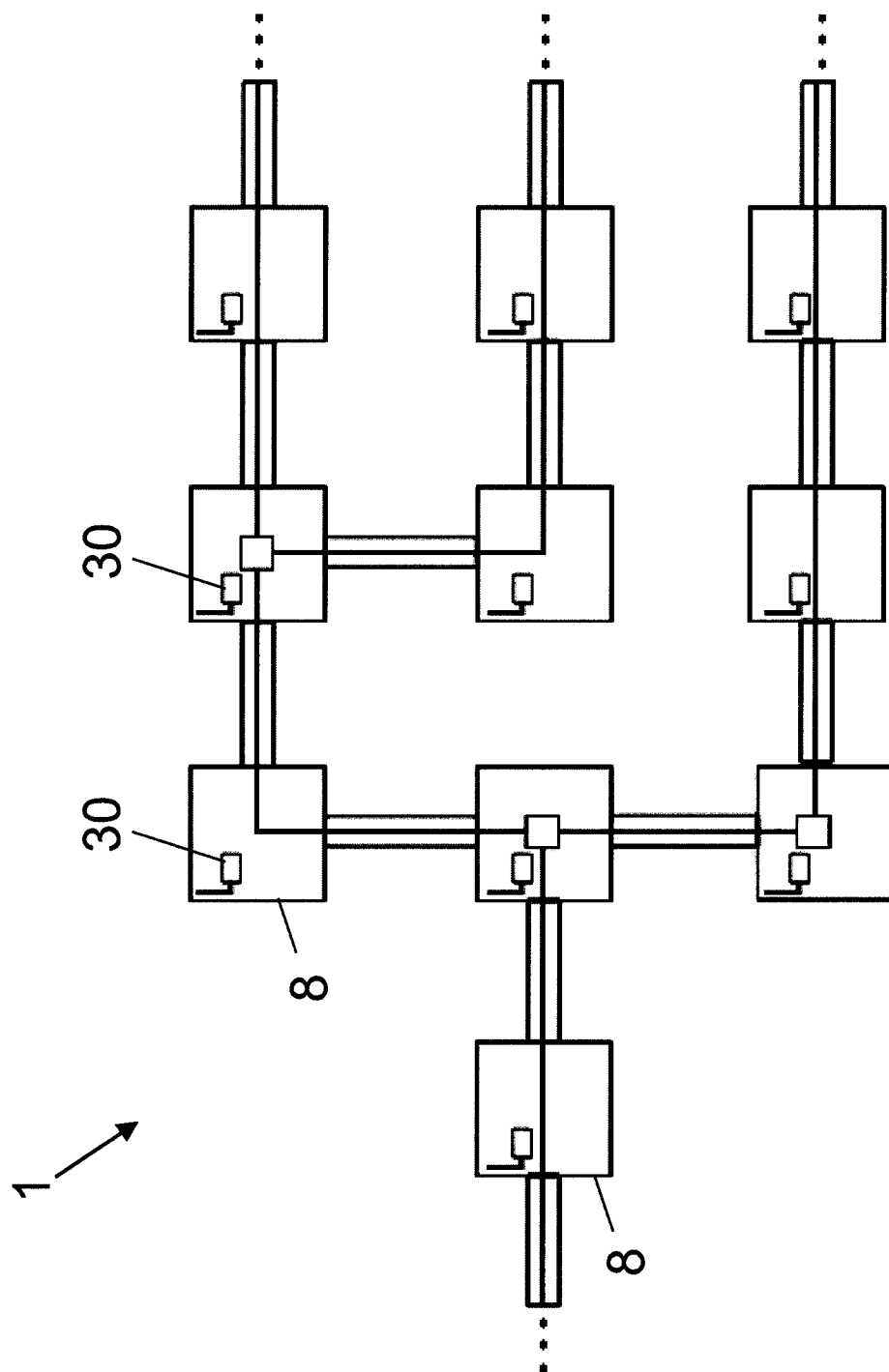


Fig. 4

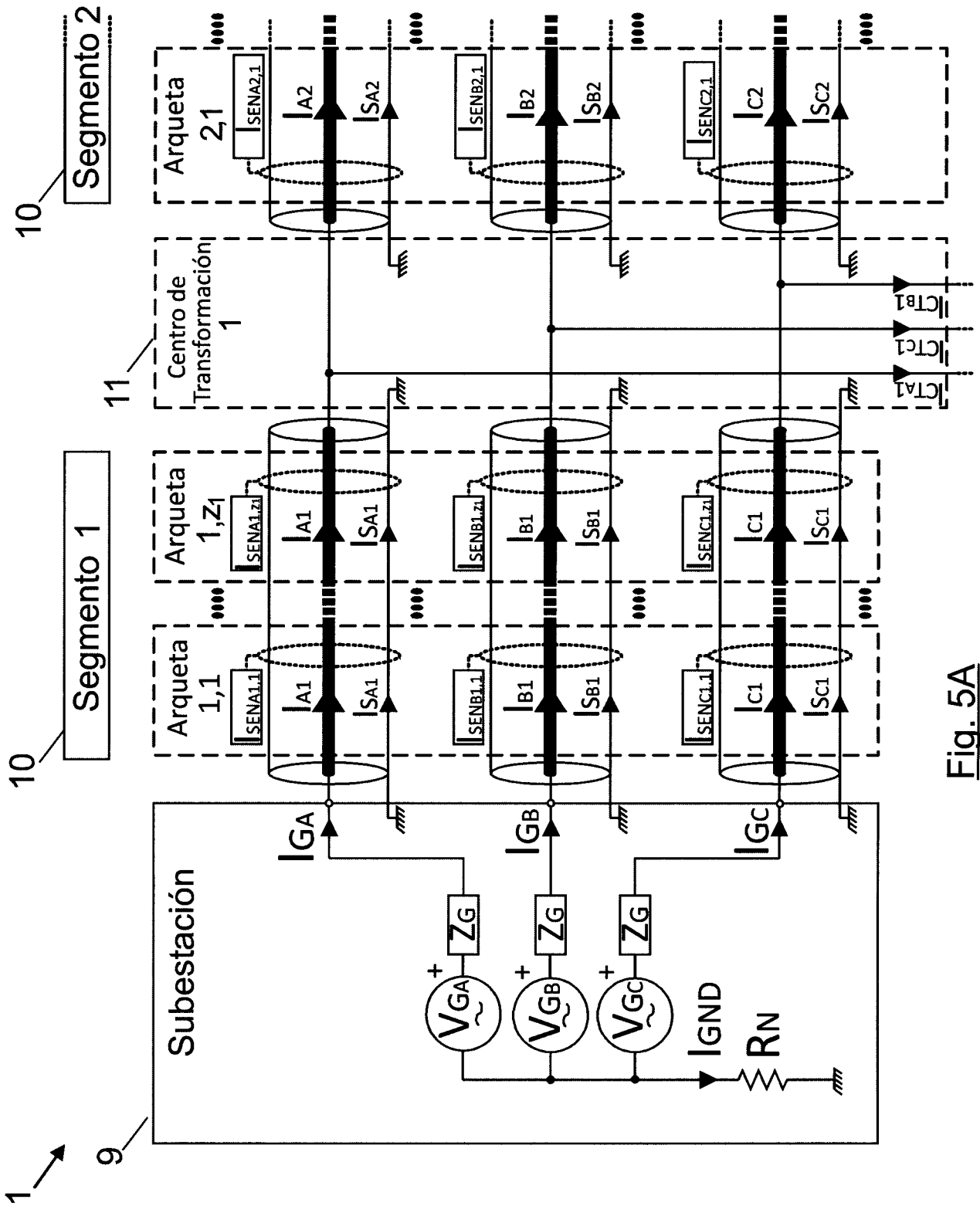


Fig. 5A

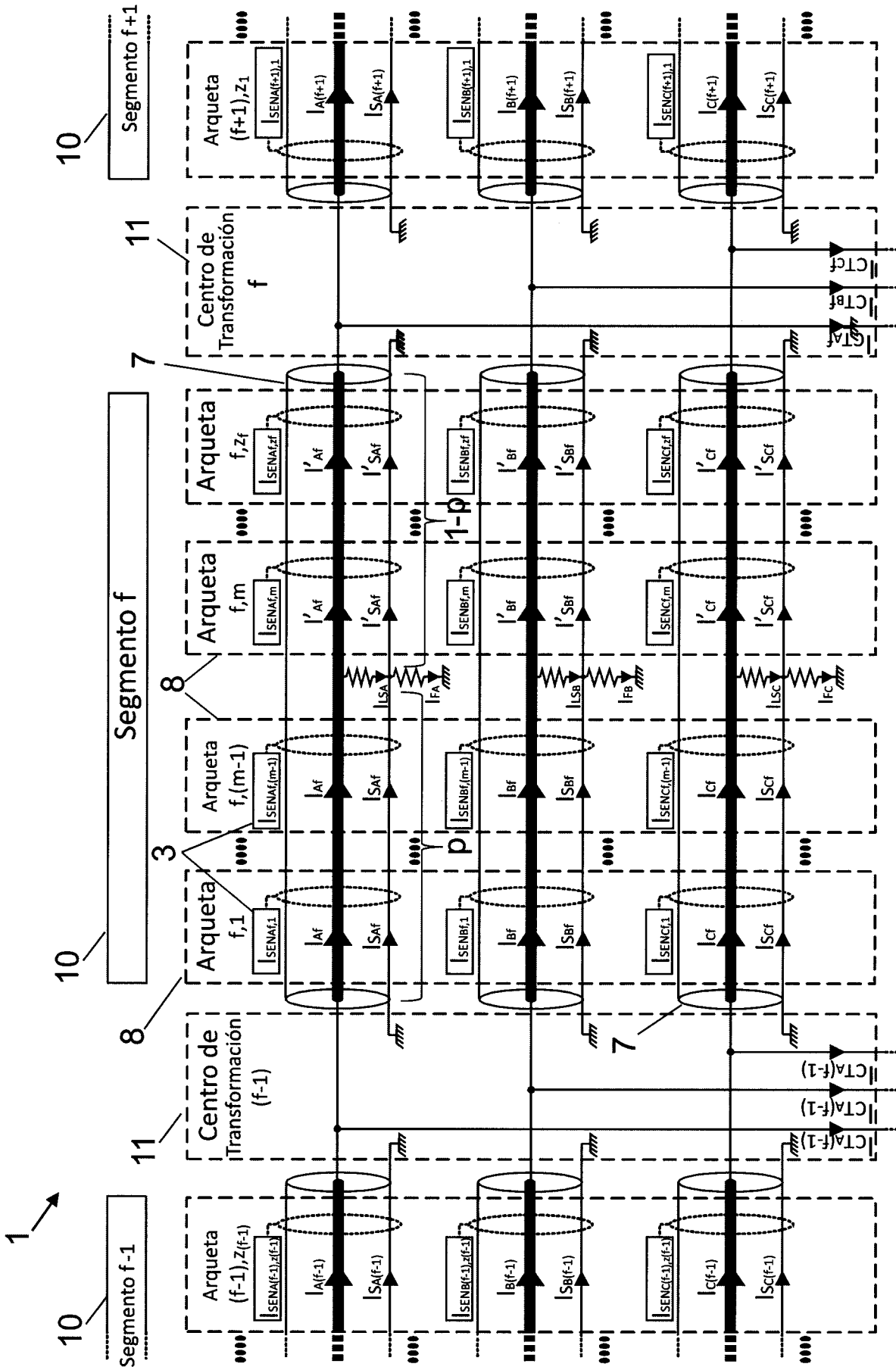


Fig. 5B

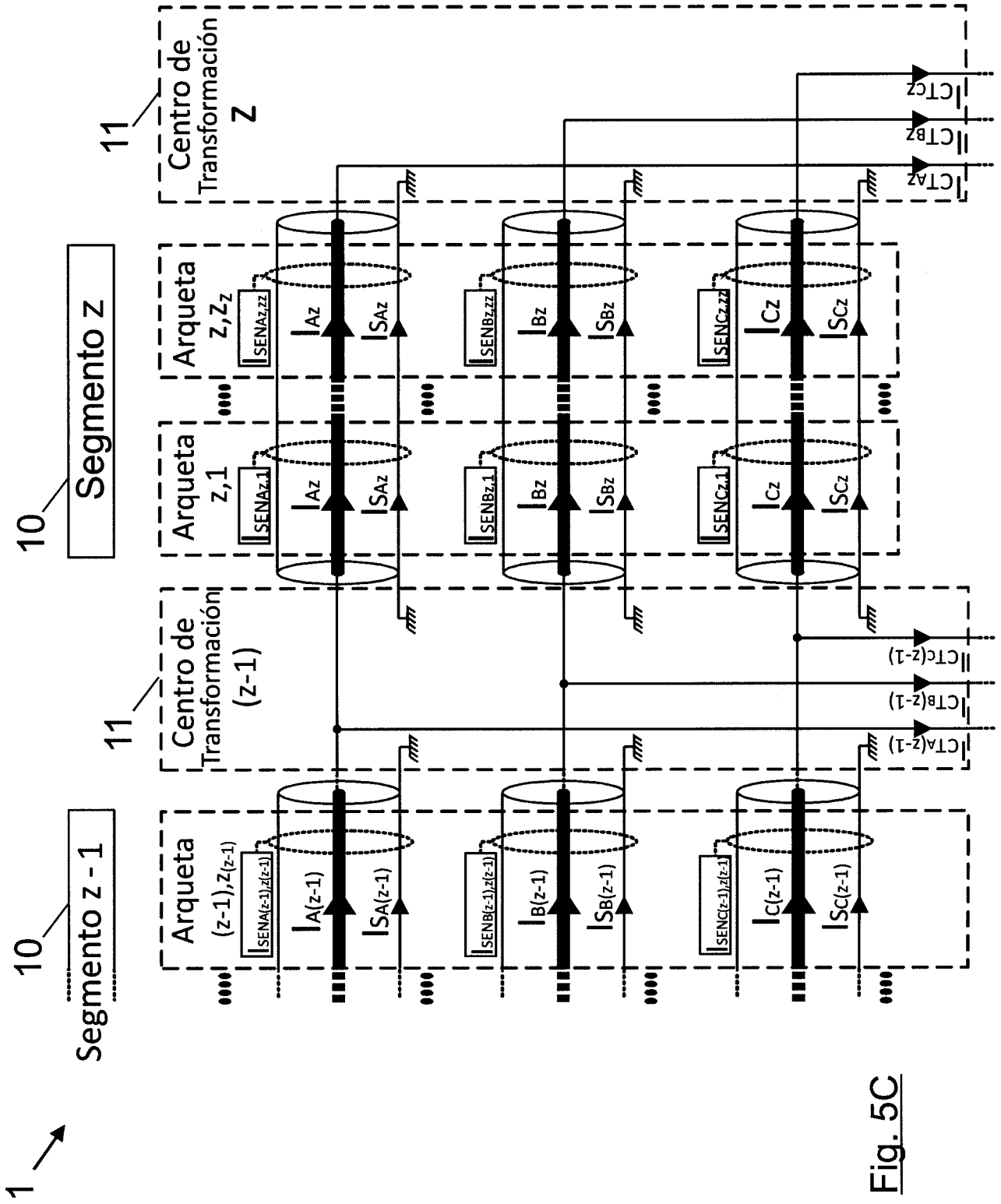


Fig. 5C



- ②① N.º solicitud: 201500072
②② Fecha de presentación de la solicitud: 16.01.2015
③② Fecha de prioridad:

INFORME SOBRE EL ESTADO DE LA TECNICA

⑤① Int. Cl.: Ver Hoja Adicional

DOCUMENTOS RELEVANTES

Categoría	⑤⑥ Documentos citados	Reivindicaciones afectadas
A	WO 2007109555 A2 (POWER MONITORS INC et al.) 27.09.2007, párrafos 9-101; figuras.	1-11
A	EP 2518521 A2 (GEN ELECTRIC) 31.10.2012, párrafos 9-41; figuras.	1-11
A	US 2009027061 A1 (CURT WALTER et al.) 29.01.2009, párrafos 26-46; figuras.	1,4-8,11
A	US 2009115426 A1 (MUENCH JR FRANK JOHN et al.) 07.05.2009, párrafos 20-55; figuras.	1,7,8
A	WO 2007137205 A2 (SCHWEITZER ENGINEERING LAB INC) 29.11.2007, párrafos 9-11; figuras.	1,7,8

Categoría de los documentos citados

X: de particular relevancia

Y: de particular relevancia combinado con otro/s de la misma categoría

A: refleja el estado de la técnica

O: referido a divulgación no escrita

P: publicado entre la fecha de prioridad y la de presentación de la solicitud

E: documento anterior, pero publicado después de la fecha de presentación de la solicitud

El presente informe ha sido realizado

☒ para todas las reivindicaciones

☐ para las reivindicaciones nº:

Fecha de realización del informe
07.03.2016

Examinador
M. J. Lloris Meseguer

Página
1/5

CLASIFICACIÓN OBJETO DE LA SOLICITUD

H04W84/18 (2009.01)

H04W88/00 (2009.01)

G01R31/08 (2006.01)

H02J13/00 (2006.01)

G08C17/02 (2006.01)

Documentación mínima buscada (sistema de clasificación seguido de los símbolos de clasificación)

H04W, G01R, H02J, G08C

Bases de datos electrónicas consultadas durante la búsqueda (nombre de la base de datos y, si es posible, términos de búsqueda utilizados)

INVENES, EPODOC, WPI, INSPEC

Fecha de Realización de la Opinión Escrita: 07.03.2016

Declaración

Novedad (Art. 6.1 LP 11/1986)	Reivindicaciones 1-11	SI
	Reivindicaciones	NO
Actividad inventiva (Art. 8.1 LP11/1986)	Reivindicaciones 1-11	SI
	Reivindicaciones	NO

Se considera que la solicitud cumple con el requisito de aplicación industrial. Este requisito fue evaluado durante la fase de examen formal y técnico de la solicitud (Artículo 31.2 Ley 11/1986).

Base de la Opinión.-

La presente opinión se ha realizado sobre la base de la solicitud de patente tal y como se publica.

1. Documentos considerados.-

A continuación se relacionan los documentos pertenecientes al estado de la técnica tomados en consideración para la realización de esta opinión.

Documento	Número Publicación o Identificación	Fecha Publicación
D01	WO 2007109555 A2 (POWER MONITORS INC et al.)	27.09.2007
D02	EP 2518521 A2 (GEN ELECTRIC)	31.10.2012
D03	US 2009027061 A1 (CURT WALTER et al.)	29.01.2009
D04	US 2009115426 A1 (MUENCH JR FRANK JOHN et al.)	07.05.2009
D05	WO 2007137205 A2 (SCHWEITZER ENGINEERING LAB INC)	29.11.2007

2. Declaración motivada según los artículos 29.6 y 29.7 del Reglamento de ejecución de la Ley 11/1986, de 20 de marzo, de Patentes sobre la novedad y la actividad inventiva; citas y explicaciones en apoyo de esta declaración

De todos los documentos recuperados del estado de la técnica, se considera que los documentos D01 y D02 son los más próximos a la solicitud que se analiza. A continuación se comparan las reivindicaciones de la solicitud con estos documentos.

Reivindicación 1

El documento D01 describe un sistema inalámbrico para la detección de fallos en una red de distribución eléctrica subterránea. El sistema está formado por una red de sensores inalámbricos (102, 200) distribuidos en una red de distribución eléctrica subterránea, pudiendo estar acoplado un dispositivo sensor a un conductor de la red de distribución eléctrica subterránea a monitorizar y comprendiendo cada dispositivo sensor (102, 200):

- un módulo de comunicaciones inalámbrico (204), para la comunicación con otros dispositivos sensores de la red (206);
- medios de procesamiento de datos;
- medios para medir la corriente (202) que circula por el conductor al que está acoplado (ver figuras 1, 2 y párrafos 10, 11, 35).

El sistema puede detectar un fallo en un conductor si la corriente medida, por un dispositivo sensor, en dicho conductor está por debajo de un determinado umbral (ver párrafos 66, 67).

El documento D02 describe un sistema inalámbrico para la detección y localización de defectos en una red de distribución eléctrica subterránea. El sistema comprende una serie de sensores inalámbricos (44, 36, 46, 38, 48, 40, 50, 42, ver figura 1) distribuidos en una red de distribución eléctrica subterránea, estando los sensores acoplados a un conductor de la red de distribución eléctrica subterránea a monitorizar (ver figura 4) y comprendiendo:

- medios de comunicación inalámbrica, para la comunicación con otros dispositivos sensores (44, 46, 48, 50), con un dispositivo Gateway (52) o con una estación de monitorización (54);
- medios de procesamiento de datos (ver figuras 5-8);
- medios de medición de la corriente que circula por el conductor al que está acoplado.

Los dispositivos sensores se encuentran sincronizados entre sí (ver párrafo 16) y detectan localmente la existencia de un defecto en la red de distribución eléctrica subterránea a partir de las medidas tomadas por cada sensor. Los sensores se pueden organizar como sensores maestro/esclavo, pudiéndose determinar en un sensor maestro la localización de un defecto, mediante el análisis y comparación de los datos medidos por el sensor maestro y los sensores esclavos que tenga asignados (ver figura 8).

La reivindicación 1 de la solicitud se diferencia de los documentos D01 y D02 en que los dispositivos sensores están configurados para que, una vez detectado un evento de falta, identificar el tipo de falta originada y el punto de la red de distribución eléctrica subterránea donde se ha producido la falta mediante el intercambio de mensajes, entre los distintos dispositivos sensores, con información de las medidas de corriente sincronizadas y mediante el análisis de la información fasorial de dichas medidas de corriente sincronizadas, teniendo en cuenta la topología de la red.

De esta manera no se localizan faltas a partir de información local o de un procesado de la información centralizado, sino que se realiza un intercambio de información de las medidas de corriente, entre los nodos, para detectar una falta, identificar el tipo de falta originada y el punto de la red de distribución eléctrica subterránea donde se ha producido la falta.

El problema técnico objetivo que resuelve así la reivindicación es poder detectar una falta, identificar el tipo de falta originada y el punto de la red de distribución eléctrica subterránea donde se ha producido la falta a partir del intercambio de mensajes, entre los distintos dispositivos sensores, con información de las medidas de corriente sincronizadas y mediante el análisis de la información fasorial de dichas medidas de corriente sincronizadas, teniendo en cuenta la topología de la red.

El documento D03 describe un sistema para detectar fallos en una red de distribución eléctrica subterránea. El sistema está formado por elementos sensores (100) que monitorizan distintas variables, como por ejemplo la corriente (ver párrafo 32), de un conductor eléctrico (105). Los valores de las variables monitorizadas son enviados inalámbricamente a un nodo de comunicación (110), que a su vez se comunica con un servidor central (120). Un nodo de comunicación (110) puede determinar la existencia de un fallo si no recibe información de un elemento sensor (100) durante un periodo de tiempo determinado.

Los documentos D04 y D05 describen otros sistemas para la detección de fallos en una red de distribución eléctrica subterránea. En estos documentos un dispositivo detector (FCI), que puede estar conectado a un conductor subterráneo, transmite inalámbricamente información relativa al estado de la red a un dispositivo remoto.

Por tanto, ninguno de los documentos citados en el Informe sobre el Estado de la Técnica, o cualquier combinación relevante de ellos, revela el problema mencionado anteriormente. En consecuencia, la reivindicación 1 se considera que presenta novedad y actividad inventiva tal y como se establece en los Artículos 6.1 y 8.1 LP.

Reivindicaciones 2-7

Las reivindicaciones dependientes 2-7 dependen de la reivindicación 1 y, en consecuencia, también presentan novedad y actividad inventiva tal y como se establece en los Artículos 6.1 y 8.1 LP.

Reivindicaciones 8-11

Las reivindicaciones 8-11 son reivindicaciones relativas a un procedimiento de clasificación y localización de faltas en una red de distribución eléctrica subterránea, con un contenido equivalente a las reivindicaciones 1, 2, 3 y 6 de sistema. Dado que las reivindicaciones 1, 2, 3 y 6 de sistema se ha considerado que cumplen el requisito de novedad y actividad inventiva tal y como se establece en los Artículos 6.1 y 8.1 LP, también se considera que las reivindicaciones 8-11 cumplen el requisito de novedad y actividad inventiva tal y como se establece en los Artículos 6.1 y 8.1 LP.