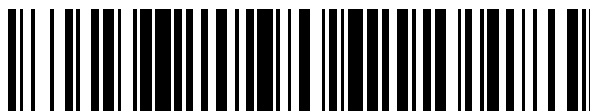


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 686 566**

51 Int. Cl.:

H02J 3/00 (2006.01)

H02J 13/00 (2006.01)

G01R 15/14 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **30.08.2012 PCT/US2012/053106**

87 Fecha y número de publicación internacional: **07.03.2013 WO13033374**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **30.08.2012 E 12772152 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **13.06.2018 EP 2751895**

54 Título: **Procedimientos y aparatos para determinar las condiciones de las líneas eléctricas**

30 Prioridad:

31.08.2011 US 201161529509 P

31.08.2011 US 201161529554 P

14.02.2012 US 201261598664 P

01.05.2012 US 201261640777 P

11.07.2012 US 201213546577

11.07.2012 US 201213546689

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

18.10.2018

73 Titular/es:

ACLARA TECHNOLOGIES LLC (100.0%)

945 Hornet Drive

Hazelwood, Missouri 63042, US

72 Inventor/es:

SMITH, ROGER, A. y

ROSS, REBECCA, W.

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 686 566 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

Procedimientos y aparatos para determinar las condiciones de las líneas eléctricas

Referencia cruzada a solicitudes relacionadas

5 La presente solicitud reivindica el beneficio bajo 35 USC § 119(e) de la solicitud provisional de Estados Unidos N.º ser. 61/529,554, presentada el 31 de agosto de 2011, titulada "Communications and Analytics Architectures for Distributed Sensing", la solicitud provisional N.º ser. 61/529,509, presentada el 31 de agosto de 2011, titulada "Analytics for Distributed Smart Grid Sensing", la solicitud provisional N.º ser. 61/598,664, presentada el 14 de febrero de 2012, titulada "Power Line Management System", y la solicitud provisional N.º ser. 61/640,777, presentada el 01 de mayo de 2012, titulada "Power Distribution Line Fault Distance Measurement". Cada una de las
10 solicitudes identificadas anteriormente se incorpora en el presente documento por referencia en su totalidad.

Antecedentes

15 Las líneas eléctricas se usan ampliamente en muchas configuraciones. Forman una parte importante del sistema de distribución de electricidad, transportando electricidad desde las instalaciones de generación hasta las localizaciones donde se usa. El sistema de distribución de electricidad puede incluir muchos tipos de líneas eléctricas, por ejemplo, líneas de alta tensión cerca de las instalaciones de generación de electricidad y líneas de media y baja tensión, más cercanas a las localizaciones donde se usa la electricidad, como hogares y negocios.

20 Muchas de las líneas discurren "elevadas", lo que significa que las líneas están unidas a las torres o postes que elevan las líneas por encima del suelo. Las líneas de alta tensión se encaminan, en general, a través de espacios abiertos, pero las líneas de media y baja tensión, que están más cerca de las localizaciones que usan la electricidad, tienen más probabilidades de atravesar carreteras y de estar cerca de árboles u otros objetos.

25 Una compañía eléctrica puede gastar cantidades significativas de recursos reparando y manteniendo estas líneas eléctricas. Las condiciones ambientales pueden dañar las líneas eléctricas. Por ejemplo, la acumulación de hielo y nieve en una línea eléctrica puede cargar la línea hasta el punto en que se estira y se rompe. El viento también puede ser un factor que contribuye a la rotura o el desgaste de una línea eléctrica. El viento puede dañar directamente una línea o hacer que las ramas de los árboles u otros obstáculos entren en contacto con la línea, dañándola. Los animales (por ejemplo, las ardillas) pueden entrar en contacto con una línea eléctrica provocando un fallo temporal. Una línea eléctrica también puede dañarse por objetos como ramas de árboles caídos.

30 Además, las líneas eléctricas pueden experimentar daños o desgaste por sobrecarga. Cuando grandes cantidades de corriente fluyen a través de una línea eléctrica, la línea puede calentarse, lo que hace que la línea se estire. Demasiado estiramiento puede conducir, a su vez, a la rotura de la línea y, como tal, crear un escenario peligroso para las personas y la propiedad debajo de la línea elevada.

Por consiguiente, una empresa de electricidad puede dedicar importantes recursos de personal y financieros para la comprobación de las líneas eléctricas para detectar la presencia de estas condiciones y hacer frente a los problemas resultantes.

35 El documento US2011082596 (A1) desvela unos sistemas y un procedimiento para proporcionar un portal de análisis de electricidad en microrredes para sistemas eléctricos de misión crítica.

Sumario

40 La gestión de líneas eléctricas mejorada se facilita a través de un sistema que recoge datos sobre las líneas eléctricas a partir de múltiples unidades de detección en un sistema de distribución de electricidad. Los datos pueden agregarse y analizarse para determinar las condiciones de las líneas eléctricas que requieren mantenimiento. Determinar las condiciones de las líneas eléctricas puede incluir determinar las condiciones actuales de la línea eléctrica que requieren mantenimiento, predecir las condiciones futuras para las que es probable que se requiera mantenimiento para una o más líneas eléctricas, o ambas. Esta información puede usarse para programar el mantenimiento e identificar las localizaciones en las que se realizará el mantenimiento.

45 Un sistema de monitorización para determinar las condiciones de las líneas eléctricas que requieren mantenimiento puede incluir múltiples unidades de detección unidas a las líneas eléctricas. Cada unidad de detección puede contener múltiples tipos de sensores. Las unidades de detección pueden recoger datos sobre las líneas eléctricas y los datos recogidos pueden procesarse para extraer características para determinar las condiciones en las líneas eléctricas.

50 Las unidades de detección pueden desplegarse en una localización o en varias localizaciones en un sistema de distribución de electricidad. Debido a que una línea eléctrica puede comprender múltiples conductores teniendo cada conductor una tensión en una fase diferente, las unidades de detección pueden desplegarse en uno o múltiples conductores, asociados con diferentes fases, en una línea eléctrica en cada localización. En consecuencia, un sistema de monitorización puede usar los datos recogidos a partir de uno o más conductores en una o más

localizaciones diferentes en el sistema de distribución de electricidad para determinar las condiciones de una o más líneas eléctricas.

De acuerdo con un primer aspecto de la presente divulgación, se proporciona el procedimiento de la reivindicación 1. Puede proporcionarse un procedimiento para determinar las condiciones de las líneas eléctricas en un sistema de distribución de electricidad basándose en los datos recogidos por una pluralidad de unidades de detección desplegadas en el sistema de distribución de electricidad. El procedimiento comprende unas acciones para obtener los datos asociados con las mediciones recogidas por al menos dos unidades de detección en la pluralidad de unidades de detección y determinar, usando al menos un procesador, al menos una condición de al menos una línea eléctrica en el sistema de distribución de electricidad usando los datos obtenidos por las al menos dos unidades de detección.

Puede proporcionarse al menos un medio de almacenamiento legible por ordenador tangible que almacena las instrucciones ejecutables por procesador que, cuando se ejecutan por al menos un procesador, hacen que el al menos un procesador realice un procedimiento para determinar las condiciones de las líneas eléctricas en un sistema de distribución de electricidad basándose en los datos recogidos por una pluralidad de unidades de detección desplegadas en el sistema de distribución de electricidad. El procedimiento comprende unas acciones para obtener los datos asociados con las mediciones recogidas por al menos dos unidades de detección en la pluralidad de unidades de detección y determinar al menos una condición de al menos una línea eléctrica en el sistema de distribución de electricidad usando los datos obtenidos por las al menos dos unidades de detección.

De acuerdo con otro aspecto de la presente divulgación, se proporciona el sistema de la reivindicación 9. Puede proporcionarse un sistema de monitorización para determinar las condiciones asociadas con los componentes de acondicionamiento de electricidad en un sistema de distribución de electricidad. El sistema de monitorización comprende al menos una unidad de detección configurada para medir el primer factor de potencia en una primera fase de una línea eléctrica en el sistema de distribución de electricidad, en el que la línea eléctrica está acoplada eléctricamente a al menos un componente de acondicionamiento de electricidad. El sistema comprende además al menos un procesador configurado para comparar el primer factor de potencia medido con la información de factor de potencia almacenada asociada con la primera fase de la línea eléctrica para producir los primeros resultados de comparación y determinar si el al menos un componente de acondicionamiento de electricidad tiene una condición de fallo basándose en los resultados de la comparación.

Debido a que las unidades de detección en diferentes localizaciones pueden recoger datos que reflejan la misma condición o condiciones en diferentes momentos, el procesamiento de los datos recogidos por las unidades de detección pueden incluir características de derivación de los datos de tal manera que estas características son independientes de la localización de las unidades de detección que recogieron los datos, así como del momento(s) en que estas unidades de detección recogieron los datos. Con este fin, los datos recogidos pueden procesarse usando una transformación invariante por desplazamiento, y las características para determinar las condiciones de las líneas eléctricas pueden obtenerse a partir de los valores de coeficientes de transformada resultantes de la aplicación de la transformación invariante por desplazamiento a los datos. Los valores de coeficientes de transformada pueden calcularse por las unidades de detección o cualquier otro dispositivo informático o dispositivos adecuados configurados para recibir los datos recogidos por las unidades de detección.

Por consiguiente, en algunos aspectos, la invención puede realizarse como un procedimiento para determinar las condiciones de las líneas eléctricas en un sistema de distribución de electricidad basándose en las mediciones recogidas por una pluralidad de unidades de detección desplegadas en el sistema de distribución de electricidad. El procedimiento comprende obtener unos primeros datos transformados asociados con un primer conjunto de una o más mediciones recogidas por una primera unidad de detección en la pluralidad de unidades de detección y unos segundos datos transformados asociados con un segundo conjunto de una o más mediciones recogidas por una segunda unidad de detección en la pluralidad de unidades de detección; y determinar, usando al menos un procesador y basándose en al menos en parte en una o más características calculadas a partir de los primeros datos transformados y los segundos datos transformados, al menos una condición de al menos una línea eléctrica en el sistema de distribución de electricidad.

En otro aspecto, la invención puede realizarse como un sistema de gestión para un sistema de distribución de electricidad que comprende una pluralidad de líneas eléctricas, una pluralidad de unidades de detección configuradas para recoger mediciones sobre líneas eléctricas en la pluralidad de las líneas eléctricas, en el que la pluralidad de unidades de detección incluye una primera unidad de detección y una segunda unidad A de detección adaptadas para acoplarse a una línea eléctrica diferente de la primera unidad de detección. El sistema de gestión comprende al menos un controlador configurado para obtener unos primeros datos transformados asociados con un primer conjunto de una o más mediciones recogidas por la primera unidad de detección y unos segundos datos transformados asociados con un segundo conjunto de una o más mediciones recogidas por la segunda unidad de detección. El al menos un controlador está configurado además para determinar, basándose en al menos en parte en una o más características calculadas a partir de los primeros datos transformados y los segundos datos transformados, al menos una condición de al menos una línea eléctrica en el sistema de distribución de electricidad.

En otro aspecto más, la invención puede realizarse como una unidad de detección configurada para acoplarse a una línea eléctrica. La unidad de detección también está configurada para recoger un conjunto de una o más mediciones a partir de la línea eléctrica, aplicar una transformación invariante por desplazamiento al conjunto de una o más mediciones para producir una primera pluralidad de valores de coeficientes de transformada y transmitir los valores de coeficientes de transformada en la primera pluralidad de valores de coeficientes transformados.

En otro aspecto más, la invención puede realizarse como al menos un medio de almacenamiento legible por ordenador tangible. El al menos un medio de almacenamiento legible por ordenador almacena instrucciones ejecutables por procesador que, cuando se ejecutan por al menos un procesador, hacen que al menos un procesador realice un procedimiento para determinar las condiciones de las líneas eléctricas en un sistema de distribución de electricidad basándose en las mediciones recogidas por una pluralidad de unidades de detección desplegadas en el sistema de distribución de electricidad. El procedimiento comprende obtener los primeros datos transformados asociados con un primer conjunto de una o más mediciones recogidas por una primera unidad de detección en la pluralidad de unidades de detección y unos segundos datos transformados asociados con un segundo conjunto de una o más mediciones recogidas por una segunda unidad de detección en la pluralidad de unidades de detección. El procedimiento comprende además determinar, basándose al menos en parte en una o más características calculadas a partir de los primeros datos transformados y los segundos datos transformados, al menos una condición de al menos una línea eléctrica en el sistema de distribución de electricidad.

Lo anterior es un sumario no limitante de la invención, que se define por las reivindicaciones adjuntas.

Breve descripción de los dibujos

Los dibujos adjuntos no están destinados a dibujarse a escala. En los dibujos, cada componente idéntico o casi idéntico que se ilustra en las diversas figuras está representado por un número similar. Por motivos de claridad, no todos los componentes pueden etiquetarse en cada dibujo. En los dibujos:

La figura 1 es una ilustración esquemática de un sistema de distribución de electricidad equipado con unos componentes para determinar al menos una condición de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La figura 2 es un diagrama de bloques funcional de una unidad de detección de acuerdo con algunas realizaciones de un sistema para determinar al menos una condición de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La figura 3 es un diagrama de bloques funcional del procesamiento que puede realizarse en los datos recogidos por las unidades de detección que son parte de un sistema para determinar al menos una condición de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

Las figuras 4A y 4B ilustran unos enfoques convencionales para identificar una distancia a una localización de un fallo a tierra en un sistema de distribución de electricidad.

La figura 4C ilustra el uso de múltiples unidades de detección para identificar una distancia a una localización de una condición en un sistema de distribución de electricidad, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La figura 5 es un diagrama de flujo de un procedimiento ilustrativo para determinar al menos una condición de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

Las figuras 6A a 6D muestran unos datos de ejemplo recogidos por una unidad de detección y las vistas asociadas multiresolución de los datos, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La figura 7 muestra una configuración ilustrativa de múltiples unidades de detección que pueden usarse para determinar al menos una condición de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

Las figuras 8A y 8B son diagramas de flujo de procedimientos ilustrativos para procesar los datos recogidos por al menos una unidad de detección, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La figura 9 es un diagrama de flujo de otro procedimiento ilustrativo para determinar al menos una condición de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La figura 10 es un diagrama de bloques de un dispositivo informático que puede configurarse para producir una salida basándose en una condición determinada de una o más líneas eléctricas que necesitan mantenimiento, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La figura 11A es un diagrama de flujo de un procedimiento ilustrativo para obtener información de factor de potencia, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

La figura 11B es un diagrama de flujo de un procedimiento ilustrativo para determinar las condiciones asociadas con los componentes de acondicionamiento de electricidad, de acuerdo con algunas realizaciones de la presente invención.

Descripción detallada

5 Los inventores han reconocido y apreciado que pueden lograrse mejoras en la gestión de la línea eléctrica mediante el procesamiento conjunto de los datos recogidos por múltiples unidades de detección que monitorizan las líneas eléctricas como parte de un sistema de gestión de la línea eléctrica. El análisis conjunto de los datos recogidos por múltiples unidades de detección puede usarse para determinar las condiciones dentro de un sistema de distribución de electricidad que requieren mantenimiento o que son indicaciones de que se requerirá mantenimiento.

10 Un sistema de este tipo puede usarse para diagnosticar condiciones que necesitan mantenimiento, y, en algunas realizaciones, puede determinar la información sobre las condiciones, tales como la localización y/o la naturaleza de la condición. Esta información puede ser la base del envío eficiente de personal para realizar reparaciones. Las predicciones resultantes pueden usarse para programar el mantenimiento para evitar un corte de electricidad, evitar condiciones inseguras (por ejemplo, un cable caído o un cable aéreo que se comba de tal manera que una persona u objetos debajo del cable estén en riesgo de contacto con el cable) o de lo contrario, abordar las condiciones, evitando de este modo las interrupciones del servicio y/o permitiendo la dedicación eficiente de los recursos de servicio por una entidad o entidades responsables de mantener el sistema de distribución de electricidad. Por ejemplo, las condiciones que probablemente requieran mantenimiento pueden abordarse de manera proactiva a través del mantenimiento preventivo en lugar de como una reparación costosa o que consume mucho tiempo después de que se haya producido un fallo real.

20 En algunas realizaciones, las mediciones se recogen por múltiples unidades de detección unidas a las líneas eléctricas en una o múltiples localizaciones a través de un sistema de distribución de electricidad. Puede implementarse una o múltiples unidades de detección en cada una de dichas localizaciones. Un sistema de distribución de electricidad convencional puede tener líneas eléctricas que comprenden múltiples conductores. Por ejemplo, una línea eléctrica puede comprender tres conductores que funcionan en tres fases diferentes. Estos conductores a veces se denominan "fases". Por lo tanto, una unidad de detección puede desplegarse en cada una de la una o múltiples fases en cada localización a lo largo de una línea eléctrica. Por consiguiente, un sistema de monitorización de línea eléctrica puede usar los datos recogidos por múltiples unidades de detección desplegadas en una o múltiples localizaciones, con una o múltiples unidades de detección desplegadas en cada localización.

25 Los datos recogidos por una o múltiples unidades de detección pueden procesarse para identificar características que, a su vez, pueden usarse para determinar las condiciones en el sistema de distribución de electricidad. Las características pueden identificarse usando una o más reglas y un motor de reglas. Adicional o alternativamente, las características pueden identificarse usando técnicas que tienen en cuenta diferencias de tiempo correspondientes a cuando cada unidad de detección recogió las mediciones sobre el sistema de distribución de electricidad.

30 Además de los datos recogidos por múltiples unidades de detección, la información de red adicional puede usarse para determinar las condiciones en el sistema de distribución de electricidad. Dicha información adicional puede incluir, pero no está limitada a, información sobre el diseño de las líneas eléctricas (a veces denominada "información de topología de red"), información sobre el flujo de corriente en todo el sistema de distribución de electricidad, el calibre del cable usado, la impedancia de los conductores usados, e información sobre la localización de las subestaciones y otros componentes de sistema de distribución de electricidad en el sistema de distribución de electricidad. Esta información puede usarse para analizar y procesar los datos recogidos por las unidades de detección.

35 Las técnicas para determinar las condiciones dentro de una red de distribución de electricidad como se desvela en el presente documento pueden usarse para identificar cualquiera de los numerosos tipos de condiciones. Los ejemplos de tales tipos de condiciones incluyen, pero no se limitan a, el contacto entre un animal o un objeto (por ejemplo, un árbol) y una línea eléctrica, el pandeo de una línea eléctrica, la oscilación (por ejemplo, oscilación flexada, aleteo, etc.) de una línea eléctrica, las condiciones asociadas con el clima (por ejemplo, rayos, hielo, nieve, viento, lluvia, calor, frío, etc.), un fallo a tierra, y un fusible o fusibles fundidos en un banco de condensadores.

40 En algunas realizaciones, los datos recogidos por las múltiples unidades de detección pueden usarse para identificar la información indicativa de una localización de una condición en la red de distribución de electricidad. Como ejemplo, puede identificarse información que indique que está produciéndose un fallo entre dos sensores. El orden de localización de las unidades de detección dentro de la red de distribución de electricidad puede usarse para identificar dicha información. Por ejemplo, en algunos casos, la unidad A de detección puede identificar una corriente de fallo, pero otra unidad B de detección puede no identificar la corriente de fallo. Esto puede indicar que la localización de la corriente de fallo se encuentra a lo largo de una línea eléctrica entre las localizaciones del sensor A y el sensor B. En algunos casos, puede obtenerse una información aún más precisa sobre la localización de una condición. Por ejemplo, puede identificarse una distancia a la localización de un fallo a partir de un componente (por ejemplo, una subestación, una unidad de detección, etc.) en la red de distribución de electricidad. Como ejemplo de identificación de localización a través del procesamiento conjunto de datos de sensor, una medición de corriente obtenida por un sensor corriente arriba de un fallo puede procesarse junto con una medición de tensión obtenida por un sensor corriente abajo del fallo para identificar una distancia al fallo. Tal información puede ayudar a acelerar el mantenimiento para abordar la condición.

En algunas realizaciones, las mediciones se recogen por múltiples unidades de detección unidas a las líneas eléctricas en múltiples localizaciones a través de un sistema de distribución de electricidad. Sin embargo, en algunas realizaciones, tales unidades de detección pueden no sincronizarse o funcionar de otro modo con una referencia de tiempo común. Los inventores han reconocido y apreciado que puede realizarse una determinación más precisa de las condiciones en las líneas eléctricas, incluso en estas circunstancias, si se tienen en cuenta las diferencias en los tiempos en que se recogen estos datos cuando se procesan estos datos. En algunas realizaciones, las diferencias en el tiempo de recogida de datos se tienen en cuenta transformando los datos recogidos a partir de diferentes sensores que se representan de una manera invariante en el tiempo. Como ejemplo específico, los datos recogidos por múltiples unidades de detección pueden transformarse usando una transformación invariante por desplazamiento para producir datos transformados a partir de los que pueden obtenerse una o más características para determinar las condiciones en la red de distribución de electricidad. Las características obtenidas pueden ser independientes de cuándo se recogieron los datos por las unidades de detección.

La transformación invariante por desplazamiento puede aplicarse a los datos recogidos por una unidad de detección para producir un conjunto de valores de coeficientes de transformada y a los datos recogidos por otra unidad de detección para producir otro conjunto de valores de coeficientes de transformada. La aplicación de la misma transformación invariante por desplazamiento a ambos conjuntos de datos da como resultado una correspondencia entre los conjuntos obtenidos a partir de valores de coeficientes de transformada. Como tal, una característica obtenida a partir de los valores de coeficientes de transformada calculados a partir de los datos recogidos por una unidad de detección, puede usarse junto con otra característica obtenida a partir de los valores de coeficientes de transformada correspondientes calculados a partir de los datos obtenidos por otra unidad de detección con el fin de determinar una o más condiciones en la red de distribución eléctrica.

Las características pueden tener cualquier característica adecuada. Aunque, en algunas realizaciones, las características pueden ser patrones de valores de coeficientes generados por la transformación del conjunto de datos recogidos por un sensor. Los patrones, por ejemplo, pueden definirse en términos de una cantidad de energía en un coeficiente o un grupo de coeficientes. Como ejemplo de una característica de este tipo, las oscilaciones debidas al viento pueden producir valores relativamente altos para coeficientes asociados con bajas frecuencias. Por el contrario, un evento físico repentino, tal como un objeto que cae contra una línea eléctrica, puede producir valores relativamente altos para los coeficientes asociados con frecuencias más altas. Un rayo puede producir un patrón diferente, caracterizado por valores relativamente altos para los coeficientes asociados con frecuencias altas y bajas.

Debería apreciarse que un sistema puede construirse para reconocer patrones asociados con cualesquiera funciones adecuadas. Estos patrones pueden definirse en términos de valores, o "energía", presentes en cada coeficiente de la transformación. Los patrones también pueden especificarse basándose en la ausencia de energía en ciertos coeficientes. Los patrones pueden determinarse empírica o heurísticamente para cualquier característica de interés. Independientemente de cómo se determinen estos patrones, las características reconocidas basadas en estos patrones pueden usarse, ya sea solas o en combinación, para determinar las condiciones en las líneas eléctricas en un sistema de distribución de electricidad.

Como un ejemplo ilustrativo no limitativo, en algunos casos la energía de un grupo de valores de coeficientes de transformada obtenidos a partir de mediciones recogidas por una unidad de detección puede superar un umbral. Esto puede ser indicativo de cualquiera de las numerosas condiciones, tales como el contacto de un animal con una línea eléctrica o el clima que afecta a múltiples líneas eléctricas. Sin embargo, si la energía de los valores de coeficientes de transformada correspondientes obtenidos a partir de las mediciones recogidas por otra unidad de detección, que está unida a una línea eléctrica diferente, también supera un umbral, puede determinarse que estas características (es decir, las energías calculadas) en combinación son más probablemente indicativas de una condición que afecta a múltiples líneas eléctricas (por ejemplo, hielo formado en múltiples líneas eléctricas) más que de una condición que afecta a una única línea eléctrica (por ejemplo, el contacto de un animal con la línea eléctrica). Por otro lado, si la energía de los valores de coeficientes correspondientes obtenidos a partir de las mediciones recogidas por la otra unidad de detección está por debajo de un umbral, puede determinarse que estas características en combinación son más indicativas (o predictivas) de una condición que afecta a una sola línea eléctrica.

En algunas realizaciones, la transformación invariante por desplazamiento puede ser una transformación multiresolución. La aplicación de la transformación multiresolución a las mediciones recogidas por una unidad de detección puede proporcionar unas características asociadas con diferentes resoluciones. Emplear una transformación de múltiples resoluciones puede ayudar a determinar múltiples condiciones debido a que algunas condiciones pueden manifestarse por sí mismas de manera diferente en un dominio de transformación multiresolución. Por ejemplo, una condición puede tener grandes valores de coeficientes de transformada en una resolución, mientras que otra condición puede tener grandes valores de coeficientes de transformada en otra resolución. El análisis multiresolución de los datos recogidos puede permitir determinar las condiciones transitorias (por ejemplo, un rayo), así como las condiciones que varían lentamente en el tiempo (por ejemplo, la oscilación de línea eléctrica debida al viento).

Sin embargo, debería apreciarse que los patrones obtenidos a partir de sensores desplegados en un sistema de distribución de electricidad pueden desvelar información sobre las condiciones sin transformar los datos del sensor.

Por ejemplo, los cambios en un valor de un parámetro medido o los cambios en un patrón de un parámetro medido pueden indicar la presencia o la localización de un error. Como ejemplo específico, un cambio en un patrón de factor de potencia en una fase puede indicar un fusible fundido en la fase.

5 Debería apreciarse que los diversos aspectos y conceptos de la presente invención descrita en el presente documento pueden implementarse en cualquiera de numerosas formas, y no se limitan a cualquier técnica de aplicación específica. Los ejemplos de las implementaciones específicas se describen a continuación solo con fines ilustrativos, pero los aspectos de la invención descritos en el presente documento no están limitados a estas implementaciones ilustrativas.

10 La figura 1 ilustra un entorno en el que pueden aplicarse las técnicas descritas en el presente documento para determinar al menos una condición que necesita mantenimiento de la línea eléctrica. En particular, la figura 1 ilustra una red 100 de distribución de electricidad que incluye múltiples líneas 112 eléctricas aéreas. Las líneas aéreas pueden soportarse por torres y/o postes 114. Como resultado, cada una de las líneas 112 eléctricas puede tener múltiples segmentos, tales como los segmentos 116A y 116B, entre las localizaciones donde los cables están unidos a las torres y/o postes.

15 Unas unidades de detección pueden unirse a algunos o todos los segmentos de línea eléctrica. En el ejemplo ilustrado en la figura 1, las unidades 110A y 110B de detección se muestran como que están unidas al segmento 116A de las líneas 112 y las unidades 110C, 110D y 110E de detección se muestran como que están unidas al segmento 116B de las líneas 112. En este ejemplo, las unidades de detección están unidas a un subconjunto de los segmentos de la línea eléctrica. Aunque, en algunas realizaciones, una unidad de detección puede estar unida a cada segmento de línea eléctrica; en otras realizaciones, las unidades de detección pueden unirse selectivamente a segmentos de línea eléctrica. Por ejemplo, las unidades de detección pueden unirse selectivamente a segmentos de línea eléctrica que tienen características representativas de segmentos de línea eléctrica en una zona más grande (por ejemplo, dichos segmentos de línea pueden estar en localizaciones que tengan condiciones ambientales representativas de las condiciones ambientales de otros segmentos de línea en una zona más grande). Como otro ejemplo, las unidades de detección pueden colocarse selectivamente en segmentos de líneas eléctricas que estén en localizaciones con mayor riesgo de fallos, tal como localizaciones ventosas, o que representen un mayor riesgo para personas u objetos debajo de los segmentos de línea eléctrica si se produce un fallo, como puede ser el caso para los segmentos de líneas eléctricas que atraviesan intersecciones ocupadas. Por lo tanto, debería apreciarse que el número y las localizaciones de las unidades de detección dentro de la red 100 de distribución de electricidad no son críticas para la invención.

Un segmento de línea eléctrica puede comprender uno o múltiples conductores. Cuando un segmento de línea eléctrica comprende múltiples conductores, los conductores pueden estar asociados con diferentes fases. Por ejemplo, un segmento de línea eléctrica puede comprender tres conductores; un segmento de línea eléctrica de este tipo puede denominarse como una línea trifásica.

35 Una unidad de detección puede estar unida a uno o múltiples conductores en un segmento de línea eléctrica. Puede unirse una unidad A de detección cada uno de uno, dos o tres de los conductores en una línea trifásica. Por ejemplo, puede haber dos unidades de detección unidas a un segmento de línea eléctrica. En el ejemplo ilustrado en la figura 1, el segmento 116A de línea eléctrica es una línea trifásica con las unidades 110A y 110B de detección unidas a diferentes conductores. En el ejemplo ilustrado en la figura 1, el segmento 116B de línea eléctrica es una línea trifásica con las unidades 110C, 110D y 110E de detección unidas a diferentes conductores en el segmento de línea eléctrica.

45 También debería apreciarse que la figura 1 muestra una representación simplificada de un sistema de distribución de electricidad. Un sistema de distribución de electricidad puede tener muchos más postes y/o torres y muchas más líneas eléctricas que las ilustradas. Además, la figura 1 ilustra líneas de media tensión. En algunas realizaciones, las unidades de detección pueden estar preferentemente unidas a líneas de media tensión debido a la proximidad de líneas de media tensión con árboles y otros objetos que podrían entrar en contacto con las líneas eléctricas. Las líneas eléctricas de media tensión también pueden ser adecuadas para la colocación de unidades de detección debido a la proximidad de esas líneas a personas u otros objetos que podrían lesionarse o dañarse si se produjera un fallo en dicha línea. Sin embargo, debería apreciarse que el tipo específico y la estructura de las líneas a las que están unidas las unidades de detección no son críticas para la invención. Las unidades de detección pueden unirse a cualquier tipo de línea adecuada, incluidos cables de diversos tipos.

50 Independientemente del número y las localizaciones de las unidades de detección en la red de distribución de electricidad, los datos recogidos en cada unidad de detección pueden comunicarse a uno o más dispositivos informáticos para su procesamiento para determinar una condición, en una o más de las líneas eléctricas, lo que indica una necesidad actual o prevista de mantenimiento. En el ejemplo de la figura 1, los datos de las unidades de detección se comunican de manera inalámbrica al controlador 150. En este ejemplo, el controlador 150 se ilustra como un único dispositivo informático que recoge datos de todos los sensores. Sin embargo, debería apreciarse que en una red de distribución de electricidad que abarca una gran zona, pueden usarse múltiples dispositivos informáticos para recoger y procesar datos de los sensores.

Si se usan diversos dispositivos, pueden estar localizados en una sola localización o distribuidos a través de múltiples localizaciones. En el último caso, pueden conectarse a través de una red y/u organizarse jerárquicamente de tal manera que cada dispositivo informático en la jerarquía pueda configurarse para recoger y procesar los datos recogidos por un subconjunto de unidades de detección. Por ejemplo, un dispositivo informático puede estar configurado para recoger y procesar datos de unidades de detección en una región geográfica y otro dispositivo informático puede estar configurado para recoger y procesar datos de unidades de detección en otra región geográfica.

La figura 1 también muestra datos que se transmiten directamente desde cada unidad A de detección al controlador 150. En algunas realizaciones, los datos pueden transmitirse a través de uno o más dispositivos intermedios. Además, la figura 1 ilustra la comunicación inalámbrica como un ejemplo que puede emplearse de un mecanismo de comunicaciones. Puede usarse cualquier mecanismo de comunicación adecuado. Por ejemplo, en algunas realizaciones, los datos pueden comunicarse en todo o en parte sobre las propias líneas eléctricas. Como ejemplo específico, una unidad de detección conectada a un punto central de recogida de datos, tal como el controlador 150, a través de una línea eléctrica, puede transmitir datos a través de esa línea eléctrica. Si un fallo u otra condición impiden la comunicación a través de la línea eléctrica, la unidad de detección puede transmitir datos de manera inalámbrica a la localización central directa o indirectamente a través de otra unidad de detección u otro dispositivo intermediario adecuado. En consecuencia, debería apreciarse que el mecanismo de comunicaciones específico empleado no es crítico para la invención.

En algunas realizaciones, pueden desplegarse diferentes tipos de unidades de detección como parte de un sistema de monitorización. Las unidades de detección desplegadas pueden tener diferentes capacidades de hardware y pueden desplegarse en toda la red de distribución de electricidad basándose en su capacidad. Por ejemplo, en algunas realizaciones, las unidades de detección de alta fidelidad (por ejemplo, unidades de detección capaces de obtener mediciones a gran velocidad, que tienen más potencia de procesamiento, etc.) pueden desplegarse en una o más localizaciones en la red de distribución de electricidad. Además, múltiples unidades de detección de baja fidelidad (por ejemplo, unidades de detección capaces de obtener mediciones a una velocidad menor que las unidades de detección de alta fidelidad, que tienen menos potencia de procesamiento que las unidades de detección de alta fidelidad, etc.). Tal arquitectura jerárquica puede reducir el coste de un sistema de monitorización al evitar el coste asociado con la instalación de unidades de detección de alta fidelidad en localizaciones donde las unidades de detección de baja fidelidad pueden ser suficientes.

Cada unidad de detección puede contener uno o más tipos de sensores y circuitería para controlar la recogida de datos y la transmisión de esos datos para su análisis. En algunas realizaciones, cada unidad de detección puede contener circuitería para procesar los datos antes de la transmisión. El procesamiento puede, por ejemplo, dar como resultado la compresión de los datos recogidos para reducir la cantidad de datos transmitidos. Puede usarse cualquier tipo adecuado de técnicas de compresión de datos. Los datos pueden comprimirse usando técnicas de compresión sin pérdida o con pérdidas, o cualquier combinación adecuada de las mismas. Los datos pueden comprimirse, por ejemplo, mediante la extracción de características o parámetros que caracterizan las señales medidas por los sensores, incluidas las señales variables en el tiempo medidas por los sensores. Una forma adicional de compresión puede implicar la transmisión de muestras de datos de sensores de vez en cuando. Otro ejemplo más de compresión puede comprender aplicar una transformación, tal como una transformación invariante por desplazamiento, a los datos. Por ejemplo, una transformación de ondícula invariante por desplazamiento puede aplicarse a los datos y uno o más de los coeficientes de ondícula calculados pueden transmitirse en lugar de o además de los datos.

Los tiempos en los que se transmiten datos de sensor pueden ser periódicos, aleatorios, y/o pueden determinarse dinámicamente basándose en la detección de las condiciones cambiantes. Por ejemplo, los datos de sensor pueden transmitirse cuando hay un cambio en las condiciones ambientales (por ejemplo, llega una tormenta de nieve, un árbol cae, se pone ventoso, etc.).

La figura 2 ilustra una unidad 110 de detección a modo de ejemplo. En este caso, la unidad 110 de detección se muestra unida mecánicamente al segmento 116 de línea. La unión mecánica se muestra esquemáticamente en la figura 2. Puede usarse cualquier técnica de unión mecánica adecuada, incluidas abrazaderas, adhesivos o cualquier otro mecanismo adecuado, para unir cada unidad A de detección a un segmento de línea.

Cada unidad de detección puede contener una carcasa 250 que está sellada al medio ambiente. Una carcasa de este tipo puede fabricarse con cualquier material adecuado, incluidos los materiales que se usan en la técnica para componentes usados en localizaciones exteriores, tales como los que pueden encontrarse en los sistemas de distribución de electricidad y/o los sistemas telefónicos.

Los sensores y la circuitería de control pueden estar encerrados dentro de la carcasa 250. Uno o más tipos de sensores pueden incluirse en una unidad de detección. En el ejemplo ilustrado en la figura 2, se incluyen unos sensores para medir tanto propiedades eléctricas como mecánicas en la unidad 110 de detección. Una interfaz 210 de línea eléctrica puede incluirse para detectar propiedades eléctricas en el segmento 116 de línea. En algunas realizaciones, la interfaz 210 de línea eléctrica puede incluir componentes para detectar esas propiedades eléctricas sin conexión eléctrica directa al segmento 116 de línea. Por ejemplo, puede emplearse un acoplamiento capacitivo o

inductivo entre la interfaz 210 de línea eléctrica y el segmento 116 de línea.

Independientemente del mecanismo específico usado para acoplar eléctricamente la unidad 110 de detección al segmento 116 de línea, la unidad 110 de detección puede incluir una circuitería 212 para extraer las propiedades eléctricas del segmento de línea. Para este fin, la circuitería 212 puede incluir uno o más sensores configurados para extraer las propiedades eléctricas. Por ejemplo, la circuitería 212 puede incluir un sensor 212a de campo eléctrico, un sensor 212b de tensión y un sensor 212c de dirección de corriente. En algunas realizaciones, el sensor 212b de tensión puede configurarse para detectar armónicos de tensión en la línea. Sin embargo, debería reconocerse que la circuitería 212 puede incluir y/o estar acoplada a cualquier sensor adecuado para determinar las propiedades eléctricas. La circuitería 212 puede usar técnicas conocidas en la técnica para determinar las propiedades eléctricas, tales como la tensión o la corriente en la línea 116. De esta manera, la circuitería 212, en combinación con la interfaz 210 de línea eléctrica, puede actuar como un sensor de propiedades eléctricas.

Otras propiedades mecánicas pueden medirse. Por ejemplo, la figura 2 muestra que la unidad 110 de detección incluye un termopar 214. El termopar 214 puede estar configurado para medir la temperatura de la línea 116 y emitir una señal que refleje la temperatura.

Sin embargo, otros sensores pueden configurarse para medir las propiedades inerciales del segmento 116 de línea. En este ejemplo, se incluyen un inclinómetro 218 y un acelerómetro 216 para medir las propiedades inerciales. Debido a que estos sensores están acoplados a través de la carcasa 250 al segmento 116 de línea, la inclinación o la aceleración medidas por estos sensores refleja las condiciones en el segmento 116 de línea. Los sensores inerciales pueden construirse usando técnicas conocidas en la técnica. Por ejemplo, tales sensores pueden fabricarse usando técnicas de fabricación microelectrónica. Sin embargo, debería apreciarse que la construcción específica de los sensores de inercia no es crítica para la invención.

Independientemente de cómo pueden construirse los sensores, el inclinómetro 218 puede emitir una señal que representa una inclinación del inclinómetro 218, que, debido al acoplamiento mecánico a través de la carcasa 250 a la línea 116, puede representar una cantidad de pandeo en la línea 116. De manera similar, la salida del acelerómetro 216 puede reflejar la aceleración en la línea 116. Otros sensores inerciales, tal como un sensor de velocidad, alternativa o adicionalmente pueden estar incluidos dentro de la unidad 110 de detección. Aunque, en algunas realizaciones, otras mediciones inerciales, tales como la velocidad, pueden obtenerse a partir de una o más de las mediciones inerciales realizadas. Por ejemplo, la velocidad puede obtenerse mediante cálculos en las salidas producidas por el acelerómetro 216.

Debería apreciarse que cualquiera de los sensores mencionados anteriormente puede usarse para medir cualquiera de las propiedades descritas anteriormente en cualquier momento adecuado. Cada sensor puede medir las propiedades para las que el sensor está configurado para medir múltiples veces, de tal manera que el sensor puede producir una serie temporal de mediciones de una característica que varía con el tiempo. Por ejemplo, el termopar 214 puede configurarse para producir una serie temporal de mediciones de temperatura. Como otro ejemplo, la circuitería 212 puede configurarse para producir una serie temporal de mediciones de una propiedad eléctrica específica.

Debería apreciarse que la unidad 110 de detección puede comprender cualquiera de numerosos otros tipos de sensores además o en lugar de los sensores descritos anteriormente. Por ejemplo, la unidad 110 de detección puede comprender un sensor de GPS tal como un sensor 210 de GPS configurado para obtener información de localización y/o tiempo.

Independientemente del número y tipos de sensores dentro de la unidad 110 de detección, las salidas de los sensores pueden recogerse por la circuitería 230 de control. La circuitería 230 de control puede implementarse usando técnicas de diseño de circuitería que son conocidas en la técnica. La circuitería 230 de control, por ejemplo, puede implementarse como un dispositivo lógico programable programado para realizar técnicas como se describe en el presente documento. En otras realizaciones, la circuitería 230 de control puede ser un microcontrolador de fin general u otro procesador que puede programarse a través de instrucciones almacenadas en una memoria no volátil. Como otra opción, la circuitería 230 de control puede ser una circuitería diseñada a medida de tal manera que esté programada para realizar el procesamiento descrito en el presente documento basándose en el diseño de los elementos de circuito en la circuitería.

Independientemente de la construcción específica de la circuitería 230 de control, la circuitería 230 de control puede configurarse para recoger datos de los sensores dentro de la unidad 110 de detección y para controlar el transmisor 232 para transmitir los datos. En el ejemplo de la figura 1, el transmisor 232 puede estar configurado para transmitir datos de acuerdo con un protocolo reconocido por el controlador 150. En algunas realizaciones, la circuitería 230 de control puede procesar los datos recogidos de los sensores antes de la transmisión.

Ese procesamiento puede incluir compresión de datos u otras operaciones de procesamiento. Como un ejemplo, el procesamiento puede incluir un dominio de tiempo, dominio de frecuencia, dominio de frecuencia de tiempo y/o análisis de dominio a escala de tiempo en salidas variables en el tiempo a partir de una o más unidades de detección. Por ejemplo, realizar un análisis de dominio a escala de tiempo puede incluir realizar una transformación

5 multiresolución a través de una transformación de ondícula como se conoce en la técnica. En algunas realizaciones, el procesamiento puede realizarse de acuerdo con una transformación de ondículas invariante en el tiempo. La transformación puede ser una transformación de ondículas de tiempo discreto. Una transformación de este tipo puede generar uno o más valores de coeficientes de transformada que representan una señal recogida en la salida de un sensor de tal manera que la transmisión de los coeficientes puede transportar información útil en la señal, pero puede consumir un ancho de banda mucho más bajo tras la transmisión. Sin embargo, debería apreciarse que puede aplicarse cualquier otra técnica de procesamiento de señal adecuada (por ejemplo, técnicas de Fourier, análisis de Gabor, transformada de coseno discreta, etc.) a las salidas de los sensores.

10 Alternativa o adicionalmente, el procesamiento puede incluir marcar datos antes de su transmisión. Los datos pueden marcarse de cualquier manera adecuada, tal como incluyendo datos para indicar la unidad de detección en la que se recogieron los datos o el segmento de línea para el que se recogen los datos. El marcado también puede indicar qué unidad de detección recolectó los datos y cualquier información adecuada asociada con la unidad de detección tal como la localización de la unidad de detección. El marcado también puede indicar el momento en el que se recogieron los datos o cualquier otro parámetro útil para analizar los datos, incluidos, entre otros, parámetros que indican cómo se han procesado los datos antes de la transmisión.

15 Aunque la figura 1 muestra datos que se envían unidireccionalmente, desde las unidades de detección a un dispositivo informático, en algunas realizaciones, puede soportarse la comunicación bidireccional. En esas realizaciones, el transmisor 232 puede ser una parte de una radio que también funciona como un receptor. La información recibida puede representar comandos para la unidad 110 de detección, para activar la unidad 110 de detección, para realizar funciones cuando está configurada, para realizar o para reconfigurar la unidad 110 de detección y para realizar funciones adicionales. Los comandos recibidos a través de un enlace de comunicaciones pueden activar, por ejemplo, la unidad 110 de detección para recoger y/o informar mediciones de sensor. Sin embargo, los comandos específicos a los que puede responder la unidad 110 de detección no son críticos para la invención, y la unidad 110 de detección puede configurarse para responder a cualquier comando adecuado.

20 Debería apreciarse que la figura 2 es una representación simplificada de una unidad de detección. Otros componentes pueden incluirse alternativa o adicionalmente. Por ejemplo, la figura 2 ilustra que la unidad 110 de detección incluye una fuente de alimentación, que se ilustra como un dispositivo 240 de almacenamiento de carga en la figura 2. El dispositivo 240 de almacenamiento de carga, por ejemplo, puede ser una batería o un supercondensador. Sin embargo, puede incluirse cualquier fuente de alimentación adecuada alternativa o adicionalmente.

25 Independientemente de la composición específica de las unidades de detección, la figura 3 ilustra el funcionamiento de un sistema en el que se despliegan múltiples unidades de detección en segmentos de línea. La figura 3 ilustra los datos recogidos de múltiples unidades de detección. En este ejemplo, se ilustran los datos recogidos de tres unidades de detección, cada una con tres sensores del mismo tipo. Los datos 310A, 310B y 310C representan los datos recogidos a partir de tres sensores en una primera unidad de detección. Los datos 312A, 312B y 312C representan los datos recogidos a partir de tres sensores en una segunda unidad de detección. Los datos 314A, 314B y 314C representan los datos recogidos a partir de tres sensores en una tercera unidad de detección. Estos datos, por ejemplo, pueden representar propiedades eléctricas, propiedades térmicas y propiedades inerciales, tales como la aceleración, en cada uno de los segmentos de línea a los que está unida una unidad de detección.

30 Debería apreciarse que tres unidades de detección, cada una con tres sensores, es un ejemplo simplificado. En algunas realizaciones, pueden recogerse datos de muchos más sensores (por ejemplo, al menos 10, al menos 100, al menos 500, al menos 1000, etc.) desplegados a lo largo de una red de distribución de electricidad. Independientemente del número y tipo de sensores, los datos de los sensores pueden encaminarse a un componente 320 que realiza la extracción de características. El componente 320 puede implementarse dentro del controlador 150, dentro de las unidades de detección, y/o en cualquier otra localización adecuada. En algunas realizaciones, el componente 320 puede distribuirse, de tal manera que partes del procesamiento realizado por el componente 320 de extractor de características se realizan en diferentes dispositivos informáticos y/o en diferentes localizaciones a lo largo de un sistema de gestión de línea eléctrica.

35 Independientemente del dispositivo específico o dispositivos que realizan la extracción de características, ese procesamiento puede conducir a la identificación de características en las señales recogidas en las salidas de los sensores. Por ejemplo, el análisis de la salida de un acelerómetro puede conducir a la identificación de características que indican oscilaciones de un segmento de línea. Como otro ejemplo, el análisis de la salida de un inclinómetro puede conducir a la identificación de características que indican la caída de un segmento de línea. Como más ejemplos adicionales, el análisis de la salida de los sensores que miden las propiedades eléctricas puede conducir a la identificación de características que indican problemas técnicos de alimentación y/o cualquiera de los otros numerosos estados operativos en la red de líneas eléctricas.

40 Independientemente de las características específicas extraídas por el componente 320, las características identificadas, solas o en combinación con los datos de sensor recogidos, pueden proporcionarse a un componente adicional para su análisis con el fin de determinar una condición que indique una necesidad de mantenimiento en un segmento de línea eléctrica. Esa necesidad puede ser una necesidad actual o una necesidad prevista de

mantenimiento. En el ejemplo ilustrado, ese análisis puede realizarse por un motor 330 de reglas.

El motor 330 de reglas puede programarse de antemano con reglas para identificar las condiciones basadas en los datos de sensor. Aunque, en algunas realizaciones, el motor 330 de reglas puede configurarse para aceptar las reglas en un formato que puede generarse por un operador de una red de líneas eléctricas. De esta forma, el sistema de gestión de línea eléctrica puede configurarse fácilmente para cualquier localización específica. Como un ejemplo, cuando se despliega en un entorno ventoso, pueden agregarse reglas adicionales para distinguir las condiciones atribuibles al viento normal de las condiciones provocadas por la necesidad de mantenimiento de las líneas eléctricas. Cuando se despliega en una localización con nieve, se pueden agregar reglas adicionales que definen las condiciones peligrosas debido a la acumulación de nieve o hielo en las líneas eléctricas.

Independientemente de cuándo y cómo las reglas se ponen a disposición del motor 330 de reglas, estas reglas pueden aplicarse para detectar condiciones tales como, pero no limitadas a:

- a) Detección de hielo en un conductor. Una condición de este tipo puede identificarse detectando la caída en el conductor basándose en una medición de un inclinómetro. La detección de una condición de este tipo puede ser importante para un operador de una red de líneas eléctricas, ya que puede ocasionar fallos totales en los cables o en los postes/torres.
- b) Detección de pandeo y estiramiento en el conductor debido al calentamiento excesivo del cable debido a situaciones de alta corriente, lo que puede provocar un contacto no deseado con la vegetación y los árboles. Un escenario de este tipo puede crear cortes de electricidad momentáneos o permanentes, o puede arruinar un cable y forzar un reemplazo de emergencia.
- c) Determinación de los efectos del viento en el conductor lo que resulta en balanceo y oscilación del cable, lo que podría provocar un contacto no deseado con la vegetación y los árboles, lo que puede ocasionar cortes de electricidad momentáneos o permanentes.
- d) Detección de 'galopamiento' de cables debido al viento. Esta situación es el resultado de ciertas condiciones de viento (velocidad, dirección, duración), que pueden alentar a un cable a oscilar a su frecuencia de resonancia, y eventualmente arrancarse de la torre/poste, o iniciar realmente un fallo de poste/torre.
- e) Detección de los efectos de las altas corrientes de sobretensión debido a la naturaleza violenta de los cables que se retuercen, y tambalean bajo la rápida acometida de corriente provocada por los fallos eléctricos y los rayos.
- f) Detección del contacto de la línea(s) eléctrica con la vegetación, como ramas y hojas de árboles u otros objetos.
- g) Detección del contacto de la línea(s) eléctrica con la vida silvestre (por ejemplo, ardillas).
- h) Fusible fundido en un banco de condensadores.

Como puede verse a partir de los ejemplos anteriores, el motor 330 de reglas puede estar configurado para generar información 340 para determinar las condiciones que requieren mantenimiento. El mantenimiento, por ejemplo, puede ser preventivo y puede incluir la eliminación del pandeo de una línea eléctrica o la eliminación de obstáculos, tales como las ramas de los árboles, de las líneas eléctricas. Sin embargo, otras acciones preventivas pueden estar relacionadas con la operación del sistema de distribución de electricidad. Por ejemplo, cuando numerosas líneas eléctricas a lo largo de una zona se cargan con nieve o hielo, una instalación eléctrica puede planificar múltiples cortes de energía. Dicha planificación puede incluir la preparación previa para reparaciones y/o desacoplamiento proactivo de partes de la red de línea eléctrica para evitar transitorios en la red cuando las líneas eléctricas no pueden evitar un daño aún mayor que podrían provocar esos transitorios. Estas y otras acciones pueden tomarse en respuesta a la información 340.

Como también puede verse a partir de los ejemplos anteriores, la determinación de las condiciones que requieren mantenimiento puede basarse en las salidas de una o más unidades de detección, que pueden desplegarse en una o más localizaciones y/o en una o más fases. Por ejemplo, algunas condiciones pueden afectar muchas de las líneas eléctricas en una zona. Por ejemplo, es probable que el viento o la acumulación de nieve y hielo afecte a muchas líneas eléctricas al mismo tiempo. Por consiguiente, tales condiciones relacionadas con el clima pueden conectarse usando reglas que definen las condiciones que pueden existir en múltiples segmentos de línea. Las condiciones de sobrecarga también es probable que afecten a múltiples segmentos de línea, específicamente si esos segmentos de línea forman partes diferentes de un solo conductor. Por consiguiente, tales condiciones pueden determinarse usando reglas que definen las condiciones que pueden existir en múltiples segmentos de línea eléctrica.

Por otro lado, las reglas para determinar las condiciones localizadas pueden basarse en las diferencias entre las salidas de los sensores en algunas localizaciones y/o fases frente a otras. Además o como alternativa, las reglas para determinar las condiciones localizadas pueden basarse en las diferencias en la salida del mismo sensor a lo largo del tiempo. Por ejemplo, una rama de árbol que hace contacto con un segmento de línea puede dar como resultado mediciones de acelerómetro con una magnitud o frecuencia diferente en ese segmento de línea que en otros segmentos de línea (por ejemplo, cercanos).

Un ejemplo específico de una condición que puede determinarse basándose en las salidas de múltiples unidades de detección es una condición de uno o más componentes de acondicionamiento de electricidad distribuidos a lo largo

del sistema de distribución de electricidad. Por ejemplo, puede determinarse una condición de uno o más bancos de condensadores instalados en el sistema de distribución de electricidad. Un banco de condensadores puede comprender cualquier cantidad adecuada de condensadores de cualquier tipo adecuado ya que el número y tipo de condensadores en un banco de condensadores no es una limitación de los aspectos de la presente invención.

5 Algunos sistemas de distribución de electricidad pueden usar un banco de condensadores para compensar un factor de potencia bajo donde las cargas en el sistema de distribución de electricidad tienden a ser reactivas, tal como puede producirse cuando las cargas conectadas al sistema de distribución de electricidad contienen motores grandes, calentadores inductivos u otros dispositivos que pueden atraer potencia reactiva. El banco de condensadores, cuando está conectado a la misma línea cerca de la carga reactiva, puede suministrar potencia reactiva.

10 Por lo tanto, el banco de condensadores reduce la necesidad de potencia reactiva a suministrar a través de otras líneas en el sistema de distribución de electricidad conduciéndola al banco de condensadores. Debido a que la potencia reactiva que pasa a través de un sistema de distribución conduce a más pérdidas que la potencia real, el uso de un banco de condensadores para compensar las cargas reactivas aumenta la eficacia general del sistema de distribución de electricidad. Sin embargo, este aumento de eficiencia solo se logra si los condensadores están conectados a la línea al mismo tiempo o casi al mismo tiempo que la carga reactiva. Por esa razón, los bancos de condensadores pueden distribuirse a lo largo de un sistema de distribución de electricidad y conmutarse, de tal manera que puedan conectarse o desconectarse cuando la carga varíe para ser más o menos reactiva.

15 Un banco de condensadores a menudo se instala en cada uno de los múltiples conductores en una línea eléctrica (por ejemplo, en tres fases, en cuyo caso se denomina como un banco de condensadores trifásico). Como tal, en algunas realizaciones, pueden usarse múltiples unidades de detección instaladas en una o más fases de una línea eléctrica para determinar las condiciones asociadas con un banco de condensadores. Los datos recogidos por las unidades de detección múltiples pueden usarse para detectar la presencia de problemas con el banco de condensadores y, por ejemplo, pueden determinar si hay un fusible fundido en el banco de condensadores.

20 Eventos anormales en un sistema de distribución de electricidad, tales como rayos, podrían provocar una ruptura en el banco de condensadores, lo que puede requerir que uno o más componentes del banco de condensadores deban reemplazarse y puede incluso provocar un incendio. Por esta razón, los bancos de condensadores incluyen uno o más fusibles. En algunos casos, un banco de condensadores incluye un fusible para cada conductor al que está acoplado. Estos fusibles pueden "fundirse" en respuesta a una corriente excesiva con el fin de proteger el banco de condensadores y/u otros componentes del sistema de distribución de electricidad de un peligro adicional. Debería apreciarse que los fusibles fundidos pueden ser el resultado cualquiera de numerosos tipos de eventos, incluidos, entre otros, rayos, rayos cercanos y la presencia de armónicos más grandes que los normales en una o más líneas (por ejemplo, armónicos más grandes que los normales en la tensión). Tales armónicos pueden surgir por cualquiera de las numerosas razones y, por ejemplo, pueden generarse a partir de un dispositivo o dispositivos en las instalaciones del cliente o mediante conexiones intermedias sueltas en el circuito. Un fusible fundido u otro fallo que impide que un banco de condensadores funcione, puede significar que se pierdan los beneficios del banco de condensadores. En un banco de condensadores trifásico, la pérdida de un banco de condensadores en una fase o dos fases puede crear un desequilibrio de tensión, lo que puede aumentar las pérdidas de distribución.

25 Como se ha mencionado anteriormente, pueden usarse múltiples unidades de detección para detectar una condición en un sistema de distribución de electricidad, incluyendo un estado de condición asociada con un banco de condensadores. En particular, los inventores han reconocido y apreciado que pueden usarse múltiples unidades de detección para detectar un fusible fundido u otras condiciones que hacen que un banco de capacitores sea ineficaz. Por consiguiente, en algunas realizaciones, pueden instalarse múltiples unidades de detección (por ejemplo, tres unidades de detección para un banco de condensadores trifásico) en el sistema de distribución de electricidad cerca del banco de condensadores. Cada una de estas unidades de detección puede configurarse para medir la información de factor de potencia. Como se sabe, el factor de potencia es indicativo de las cantidades relativas de potencia real y reactiva para el conductor correspondiente y puede determinarse usando técnicas conocidas en la técnica, que incluyen determinar la temporización relativa de los picos en la corriente y la tensión en la línea. Los sensores pueden colocarse de tal manera que los factores de potencia medidos varían basándose en la cantidad de potencia reactiva que corregirá el banco de condensadores. En algunas realizaciones, los datos para determinar la condición de un banco de condensadores pueden obtenerse a partir de los sensores corriente abajo de los bancos de condensadores. Sin embargo, los datos pueden obtenerse a partir de cualquier sensor adecuado, y las localizaciones específicas de sensor seleccionadas pueden depender del tipo de componentes de acondicionamiento de electricidad para los que se está determinando una condición.

30 En algunas realizaciones, un fusible fundido en un banco de condensadores, u otra condición que hace de un banco de condensadores inoperativo, puede detectarse usando la información de factor de potencia que comprende mediciones de factor de potencia obtenidas por múltiples unidades de detección. Por ejemplo, un fusible fundido puede detectarse comparando las mediciones de factor de potencia obtenidas con la información de factor de potencia obtenida anteriormente. Cuando se funde un fusible en un banco de condensadores, el condensador correspondiente no será capaz de corregir la carga reactiva en el conductor asociado y, como tal, el factor de potencia medido será diferente.

- Una diferencia de este tipo puede detectarse de cualquier manera adecuada. En algunas realizaciones, la diferencia puede detectarse basándose en un cambio repentino en el factor de potencia cuando se mide en una sola fase de tal manera que la diferencia se relaciona con una diferencia antes y después de un evento repentino. En este caso, las comparaciones pueden hacerse en una escala de tiempo relativamente corta, tal como segundos, para detectar un cambio repentino. En algunas realizaciones, un cambio repentino en el factor de potencia puede confirmarse como asociado con un fusible fundido u otra condición catastrófica basándose en comparaciones con otras mediciones de sensor. Esas mediciones de sensor pueden realizarse en fases diferentes de la misma línea, aunque también pueden realizarse comparaciones con las mediciones de otros sensores adecuados.
- Aunque, en algunas realizaciones, el factor de potencia medido por una unidad de detección puede variar con el tiempo debido a cambios en la carga y la conmutación controlada en el banco de condensadores. Como resultado, en algunas realizaciones, los cambios en el factor de potencia pueden producirse sin un cambio repentino que indique una condición de fallo asociada con un banco de condensadores. Por lo tanto, en algunas realizaciones, la condición de fallo puede determinarse detectando un cambio relativo a un patrón normal de variaciones de factor de potencia.
- Para soportar una comparación de este tipo, una unidad de detección, u otro componente informatizado en un sistema tal como el controlador 150 (figura 1), puede rastrear variaciones en el factor de potencia en los múltiples conductores. Estas variaciones pueden rastrearse durante un período de tiempo de cualquier escala adecuada. Como ejemplo, un patrón que representa variaciones diarias, semanales, mensuales o anuales puede detectarse y almacenarse de acuerdo con las mediciones capturadas.
- Cuando un fusible se funde en el banco de condensadores, las mediciones de factor de potencia, o variación u otros parámetros asociados con las mediciones de factor de potencia, pueden obtenerse a partir de este patrón por una cantidad suficiente para permitir la identificación de una condición de fallo. Como tal, la comparación de las mediciones de factor de potencia con la información de factor de potencia obtenida anteriormente puede permitir la detección de un fusible fundido en un banco de condensadores, u otra condición en un componente de acondicionamiento de electricidad.
- Para detectar una condición en un componente de acondicionamiento de electricidad, las mediciones de factor de potencia pueden evaluarse usando cualquiera de los numerosos tipos de información de factor de potencia relacionados con el factor de potencia en una fase o múltiples fases de una línea. Por ejemplo, la información de factor de potencia puede incluir una o más mediciones de factor de potencia obtenidas a lo largo de cualquier período de tiempo adecuado. En este caso, las mediciones de factor de potencia (o un patrón en su variación) pueden compararse con las mediciones de factor de potencia obtenidas anteriormente (o un patrón en su variación). Como otro ejemplo, la información de factor de potencia puede incluir uno o más modelos (por ejemplo, un modelo estadístico, basado en una plantilla, basado en reglas o cualquier otro tipo de modelo adecuado) para predecir los valores de medición de factor de potencia en cada una de una o más fases en una línea. En este caso, las mediciones de factor de potencia pueden evaluarse para determinar si se desvían de las mediciones de factor de potencia predichas por el modelo o los modelos.
- La información de factor de potencia puede construirse y/o actualizarse de cualquier forma adecuada. En algunos casos, como se describe a continuación haciendo referencia a la figura 11A, la información de factor de potencia puede crearse y/o actualizarse basándose en las mediciones de factor de potencia en cada una de la una o más fases en una línea. Adicional o alternativamente, la información de factor de potencia puede construirse y/o actualizarse basándose en la información sobre cómo se controla una red de distribución de electricidad. Por ejemplo, la información que indica cuándo se conmutan uno o más bancos de condensadores puede usarse para construir un modelo para predecir las mediciones de factor de potencia.
- La figura 11A muestra el procedimiento 1100 ilustrativo para obtener y actualizar la información de factor de potencia. El procedimiento 1100 puede ejecutarse mediante el controlador 150 descrito haciendo referencia a la figura 1 o cualquier otro componente o componentes de un sistema de monitorización para monitorizar una red de distribución de electricidad (por ejemplo, una o más unidades de detección y/o cualesquiera otros dispositivos informáticos adecuados).
- El procedimiento 1100 comienza en la acción 1102, donde se obtienen las mediciones de factor de potencia en una fase. Dichas mediciones pueden obtenerse a partir de una unidad de detección configurada para monitorizar la fase específica. Con este fin, la unidad de detección puede obtener una o múltiples mediciones de factor de potencia y/o puede obtener una o múltiples mediciones de otras cantidades a partir de las cuales pueden calcularse las mediciones de factor de potencia.
- A continuación, el procedimiento 1100 pasa a la etapa 1104, donde el factor de potencia medido puede usarse para actualizar la información de factor de potencia almacenada. Esto puede hacerse de cualquier manera adecuada. Por ejemplo, las mediciones de factor de potencia obtenidas pueden almacenarse. Como otro ejemplo, pueden obtenerse uno o más patrones basados al menos en parte en las mediciones de factor de potencia. Como otro ejemplo más, cuando la información de factor de potencia almacenada comprende un modelo para predecir los valores de medición de factor de potencia, dicho modelo puede actualizarse basándose en las mediciones de factor

de potencia obtenidas.

A continuación, el procedimiento 1100 pasa a un bloque 1106 de decisión donde se determina si una línea comprende otras fases para las que deban obtenerse las mediciones de factor de potencia. Si se determina que no hay otras fases para las que deban obtenerse las mediciones de factor de potencia, el procedimiento 1100 se completa y la información de factor de potencia actualizada puede usarse para detectar una condición de uno o más componentes de acondicionamiento de electricidad en un sistema de distribución de electricidad como se describe a continuación haciendo referencia a la figura 11B.

Por otra parte, si se determina que hay otras fases para las que deban obtenerse las mediciones de factor de potencia, el procedimiento 1100 vuelve a la acción 1102 y pueden obtenerse las mediciones de factor de potencia para la otra fase. Estas mediciones pueden usarse a continuación para actualizar la información de factor de potencia almacenada. El procedimiento se repite de esta manera hasta que se obtienen las mediciones de factor de potencia de todas las fases (para las que deban obtenerse las mediciones de factor de potencia) y se usan para actualizar la información de factor de potencia almacenada.

La figura 11B muestra el procedimiento 1150 ilustrativo para determinar las condiciones asociadas con los componentes de acondicionamiento de electricidad basándose en la información de factor de potencia almacenada. El procedimiento 1150 puede usarse para determinar cualquiera de los numerosos tipos de condiciones y, por ejemplo, puede usarse para identificar un fallo de componente de acondicionamiento de electricidad en una fase de una línea. Similar al procedimiento 1100, el procedimiento 1150 puede ejecutarse mediante el controlador 150 descrito haciendo referencia a la figura 1 o cualquier otro componente o componentes de un sistema de monitorización para monitorizar una red de distribución de electricidad (por ejemplo, una o más unidades de detección y/u otros dispositivos informáticos adecuados).

El procedimiento 1150 comienza en la acción 1152 donde se obtienen una o más mediciones de factor de potencia en una fase. La medición(es) puede obtenerse de cualquier manera adecuada y, por ejemplo, puede obtenerse a partir de una unidad de detección configurada para monitorizar la fase. Con este fin, la unidad de detección puede obtener una o múltiples mediciones de factor de potencia y/o puede obtener una o múltiples mediciones de otras cantidades a partir de las que pueden calcularse la medición(es) de factor de potencia.

A continuación, el procedimiento 1150 pasa a la acción 1154 donde la medición(es) de factor de potencia obtenida se compara con la información de factor de potencia almacenada. Esto puede hacerse de cualquier manera adecuada. Por ejemplo, puede calcularse una diferencia entre las mediciones obtenidas en la acción 1152 y las mediciones de factor de potencia obtenidas anteriormente. Como otro ejemplo, un patrón de variación en las mediciones de factor de potencia obtenidas en la acción 1152 puede compararse con uno o más patrones en mediciones de factor de potencia obtenidas anteriormente. Como otro ejemplo más, las variaciones de factor de potencia en una fase pueden compararse con las variaciones de factor de potencia en una o más fases para determinar si un componente de acondicionamiento de electricidad tiene una condición de fallo. Como un ejemplo específico, las variaciones en el factor de potencia en una fase que están correlacionadas en el tiempo con - pero más grandes que - las variaciones en otra fase, pueden indicar un fallo. Como otro ejemplo más, las mediciones de factor de potencia obtenidas en la acción 1152 pueden evaluarse usando un modelo para predecir los valores de medición de factor de potencia. Sin embargo, debería reconocerse que estos son solo unos ejemplos ilustrativos de cómo las mediciones de factor de potencia pueden compararse con la información de factor de potencia almacenada y que una comparación de este tipo puede realizarse de cualquier otra manera adecuada.

A continuación, los resultados de la comparación pueden usarse para determinar si un componente de acondicionamiento de electricidad tiene una condición de fallo. Con este fin, el procedimiento 1150 pasa a continuación al bloque 1156 de decisión para determinar si el resultado de la comparación realizada en la acción 1154 indica que las mediciones de factor de potencia obtenidas en la acción 1152 están fuera de las especificaciones. Esto puede hacerse de muchas formas en función del tipo de comparación que se ha realizado en la acción 1152. Por ejemplo, cuando la diferencia entre las mediciones de factor de potencia obtenidas en la acción 1152 y las mediciones de factor de potencia obtenidas anteriormente está fuera de un intervalo especificado, puede determinarse que las mediciones de factor de potencia obtenidas en la acción 1152 están fuera de las especificaciones. Una determinación de este tipo también puede realizarse cuando un patrón de variación en las mediciones de factor de potencia obtenidas en la acción 1152 se desvía de uno o más patrones en las mediciones de factor de potencia obtenidas anteriormente en más de una cantidad específica. Una determinación de este tipo también puede realizarse si las mediciones de factor de potencia obtenidas en la acción 1152 se desvían suficientemente de las mediciones de factor de potencia predichas por un modelo. Pueden usarse muchas otras formas de determinar si las mediciones de factor de potencia obtenidas están fuera de las especificaciones, ya que los aspectos de la presente invención no están limitados a este respecto.

Si se determina, en el bloque 1156 de decisión, que las mediciones de factor de potencia no están fuera de las especificaciones, el procedimiento 1150 vuelve a la acción 1152 para continuar la monitorización del factor de potencia en la fase. Por otro lado, si se determina que las mediciones de factor de potencia están fuera de las especificaciones, el procedimiento 1150 pasa al bloque 1158 de decisión, donde se determina si deberían considerarse las mediciones de factor de potencia asociadas con otras fases con el fin de determinar si existe o no

un fallo de componente de acondicionamiento de electricidad. Si se determina que no se necesita dicha comparación, el procedimiento 1150 pasa a la acción 1162 donde se proporciona una indicación de un fallo de componente de acondicionamiento de electricidad y se completa el procedimiento 1150.

5 De lo contrario, el procedimiento 1150 pasa al bloque 1160 de decisión, donde puede determinarse si las mediciones de factor de potencia asociadas con otras fases están también fuera de las especificaciones. Esto puede hacerse de cualquier manera adecuada y, por ejemplo, puede hacerse usando las mismas técnicas que se han descrito con respecto a la acción 1154. Como tal, pueden considerarse las mediciones de múltiples fases para determinar si hay un fallo asociado con un componente de acondicionamiento de electricidad en una fase.

10 Si se determina que las mediciones de factor de potencia en una o más otras fases no están fuera de las especificaciones, el procedimiento 1150 vuelve a la acción 1152 y continúa la monitorización. Sin embargo, si las mediciones de factor de potencia en otras fases también están fuera de las especificaciones, el procedimiento 1150 pasa a la acción 1162, donde se proporciona una indicación de un fallo de componente de acondicionamiento de electricidad y finaliza el procedimiento 1150.

15 Como se ha mencionado anteriormente, pueden usarse múltiples sensores no solo para determinar una condición de una o más líneas eléctricas (por ejemplo, detectar un fusible fundido en un banco de condensadores, detectar un contacto animal, cualquiera de las otras condiciones mencionadas anteriormente, etc.), pero también puede usarse para identificar la información indicativa de una localización de la condición determinada. En algunas realizaciones, por ejemplo, pueden usarse múltiples sensores para obtener una distancia a una localización de la condición determinada. Una de tales técnicas para identificar una distancia a la localización de un fallo a tierra se describe con mayor detalle a continuación haciendo referencia a las figuras 4A-4C. Sin embargo, debería apreciarse que estas técnicas no se limitan a identificar la distancia a la localización de los fallos de tierra y pueden usarse para identificar la distancia a cualquiera de los numerosos otros tipos de condiciones de las líneas eléctricas.

20

25 Las figuras 4A y 4B ilustran unos enfoques convencionales para identificar una distancia a una localización de un fallo a tierra en un sistema de distribución de electricidad. Como se describe a continuación, estos enfoques convencionales usan solo una única unidad de detección.

La figura 4A ilustra un circuito de distribución eléctrica convencional que comprende un primer circuito 404 que transporta energía eléctrica desde una fuente de alimentación a uno o más circuitos derivados (a veces denominados como "laterales") que se ramifican fuera del primer circuito. En la realización ilustrada, el primer circuito 404 transporta energía eléctrica desde la subestación 400 al primer circuito 406 derivado y al segundo circuito 412 derivado. El circuito de distribución eléctrica comprende además un transformador 401 de distribución y un disyuntor 403.

30

En primer circuito 404 puede ser cualquier tipo adecuado de circuito y, como tal, puede comprender múltiples conductores. Por ejemplo, el primer circuito 404 puede comprender tres conductores llevando cada conductor una corriente que tiene una fase diferente. El primer circuito 404 puede transportar tensiones en el intervalo de 4-35 kV con corrientes de carga normales de hasta 600 amperios. El primer circuito 404 también puede comprender un conductor de tierra más pequeño.

35

Cada circuito derivado que se ramifica fuera del primer circuito 404 puede tener unos fusibles con el fin de proteger el primer circuito 404 si se produjera un fallo a tierra fuera a ocurrir en el circuito derivado. Por ejemplo, en la realización ilustrada, el primer circuito 406 derivado y el segundo circuito 412 derivado tienen unos fusibles que usan respectivamente los fusibles 408 y 410. Los fusibles 408 y 410 pueden ser disyuntores mecánicos, disyuntores de estado sólido o cualquier otro tipo de fusible adecuado como se conoce en la técnica.

40

Cuando se produce un fallo a tierra en un circuito derivado, la distancia a la localización del fallo a tierra puede estimarse como se describe a continuación. En primer lugar, debería observarse que, como se muestra en la figura 4B, cuando se produce un fallo 430 a tierra de baja impedancia en un circuito derivado, tal como el segundo circuito 412 derivado, una corriente 432 de fallo fluye desde la subestación 400, hacia abajo del primer circuito 404 y a continuación hacia abajo del circuito 412 derivado hasta el fallo 430 a tierra. La corriente 432 de fallo puede durar solo unos pocos ciclos, ya que el fusible 410 en el circuito 412 derivado puede fundirse en respuesta a la corriente 432 de fallo que fluye en el segundo circuito 412 derivado.

45

Cuando fluye la corriente 432 de fallo, la unidad 402 de detección dispuesta en la subestación 400 (como se muestra en la figura 4A) o la unidad 414 de detección acoplada al primer circuito 404 entre la subestación 400 y el segundo circuito 412 derivado (como se muestra en la figura 4B) puede medir la tensión y la corriente en el punto donde esa unidad (404 o 414) de detección está conectada al circuito de distribución eléctrica. A continuación, puede obtenerse una impedancia de cortocircuito del fallo 430 a tierra a partir de estas mediciones, como se conoce en la técnica. La distancia a la localización del fallo 430 a tierra desde la unidad (404 o 414) de detección puede estimarse a continuación basándose en la impedancia de cortocircuito obtenida y en la impedancia por pie de los conductores que forman el primer circuito 404 y el segundo circuito 412 derivado.

50

55

Los inventores han reconocido y apreciado que el enfoque convencional descrito anteriormente para determinar una distancia a la localización de un fallo a tierra adolece de varias deficiencias. Por ejemplo, el enfoque descrito

anteriormente se basa en la suposición de que la impedancia de los conductores en el primer circuito es la misma que la impedancia de los conductores en los circuitos derivados. Sin embargo, la impedancia de estos conductores puede ser bastante diferente. Esto puede deberse al hecho de que los diferentes circuitos derivados pueden comprender conductores que tienen diferentes longitudes y diámetros. Como tal, el uso de la técnica descrita anteriormente, basada en las mediciones obtenidas por una unidad de detección, puede conducir a estimaciones inexactas de la distancia a una localización de un fallo.

Los inventores han reconocido que el uso de las mediciones obtenidas por múltiples unidades de detección puede usarse para superar algunas de las deficiencias descritas anteriormente de las técnicas convencionales para la identificación de una distancia a una localización de un fallo. Por consiguiente, en algunas realizaciones, pueden usarse múltiples unidades de detección para recoger mediciones que pueden usarse para identificar una distancia a una localización de una condición en el sistema de distribución de electricidad.

En algunas realizaciones, una distancia a una localización física de una condición (por ejemplo, un fallo a tierra, fallo metálico, cualquier otro tipo de condición que provoque una corriente de fallo, etc.) en el sistema de distribución de electricidad pueden obtenerse mediante el procesamiento de una o más mediciones obtenidas por al menos una unidad de detección corriente arriba de la localización de la condición junto con una o más mediciones obtenidas por al menos una unidad de detección corriente abajo de la localización de la condición. Por ejemplo, una medición de corriente obtenida por un sensor corriente arriba de un fallo puede procesarse junto con una medición de tensión obtenida por un sensor corriente abajo del fallo con el fin de identificar una impedancia de un circuito derivado en el que se está produciendo la condición y, a su vez, identificar la distancia a la localización física del fallo basándose en la impedancia calculada. Una de tales disposiciones se ilustra en la figura 4C, que ilustra el uso de múltiples unidades de detección para identificar una distancia a un fallo a tierra en un sistema de distribución de electricidad.

La figura 4C muestra el circuito eléctrico de la figura 4B, con la adición de una segunda unidad de detección, la unidad 416 de detección, acoplada al primer circuito 404 corriente abajo del circuito derivado donde se produce el fallo 430 a tierra (segundo circuito 412 derivado). Sin embargo, debería reconocerse que, en algunas realizaciones, pueden desplegarse más de dos unidades de detección en la red de distribución de electricidad ya que el número de unidades de detección desplegadas no es una limitación de los aspectos de la presente invención. Por ejemplo, en la realización ilustrada, se muestra una tercera unidad de detección, la unidad 417 de detección, que se despliega en el primer circuito 406 derivado.

La unidad 416 de detección puede configurarse para obtener cualquiera de los numerosos tipos de mediciones en el punto donde se conecta al primer circuito. Por ejemplo, la unidad 416 de detección puede configurarse para obtener una o más mediciones de tensión. Al obtener una o más mediciones de tensión, la unidad 416 de detección puede estar configurada para detectar la caída de tensión en el segundo circuito 412 derivado, donde se produce el fallo 430 a tierra, cuando fluye la corriente 432 de fallo. Debido a que la unidad 416 de detección está corriente abajo del segundo circuito 412 derivado, la unidad 416 de detección puede detectar poca o ninguna corriente durante el fallo. Como resultado, la tensión medida por la unidad 416 de detección, indicada por V_{FALLO} , puede ser sustancialmente la tensión presente en la unión del primer circuito 404 y el segundo circuito 412 derivado (indicado como el punto 434 en la figura 4C).

La unidad 414 de detección también puede configurarse para obtener una o más mediciones. Por ejemplo, la unidad 414 de detección puede configurarse para medir la tensión y/o la corriente en el punto donde está conectada al primer circuito 404. Estas mediciones pueden usarse para detectar si un fallo puede producirse y/o para obtener una medición de la corriente de fallo, indicada por I_{FALLO} . En la realización ilustrada, las mediciones de corriente obtenidas por la unidad 414 de detección pueden aproximarse a la corriente de fallo debido a que, en un caso de fallo a tierra, la corriente de fallo es mayor que otra corriente. Sin embargo, en otras realizaciones, las mediciones de corriente obtenidas por la unidad 414 de detección pueden usarse junto con las mediciones de corriente obtenidas por una o más unidades de detección (por ejemplo, la unidad 417 de detección) para obtener una medición de la corriente de fallo. Sin embargo, debería reconocerse que pueden emplearse otros enfoques para determinar si un fallo puede estar produciéndose. Por ejemplo, en respuesta a un evento de activación (por ejemplo, un disparo de un circuito), pueden analizarse las mediciones recogidas recientemente para determinar si hay un fallo presente.

Las mediciones obtenidas por las unidades 414 y 416 de detección pueden usarse junto con el fin de identificar una distancia a la localización del fallo 430 a tierra. En primer lugar, debería apreciarse que la impedancia Z_{LC} del segundo circuito 412 derivado puede determinarse usando la tensión V_{FALLO} , medida por la unidad 416 de detección durante la caída de tensión, y la corriente I_{FALLO} , medida por la unidad 414 de detección durante la caída de tensión. La impedancia Z_{LC} es la impedancia en la unión 434 entre el circuito 404 y el segundo circuito 412 derivado. En particular, suponiendo que la tensión es cero en el punto donde se produce el fallo 430 a tierra, puede deducirse que V_{FALLO} es la tensión impresa a través de la impedancia Z_{LC} del segundo circuito 412 derivado. Además, suponiendo que la corriente I_{FALLO} fluye en la longitud del primer circuito 404 entre la unidad 414 de detección y la unión 434, y en el segundo circuito 412 derivado, la impedancia Z_{LC} puede determinarse de acuerdo con $Z_{\text{LC}} = V_{\text{FALLO}}/I_{\text{FALLO}}$. Sin embargo, debería apreciarse que la impedancia Z_{LC} puede calcularse usando las mediciones obtenidas por múltiples sensores de cualquier otra manera adecuada.

A continuación, la distancia a la localización del fallo 430 a tierra puede determinarse usando la impedancia Z_{LC} del segundo circuito 412 derivado y una impedancia representativa por unidad de longitud, (por ejemplo, la impedancia por pie, por metro, por milla, etc.) de los conductores en el segundo circuito 412 derivado. Como ejemplo, la distancia 436 (en millas) desde la unión 434 a la localización en el segundo circuito 412 derivado donde se produce el fallo 430 a tierra puede determinarse de acuerdo con la relación entre Z_{LC} y la impedancia por milla del segundo circuito 412 derivado. De esta manera, pueden usarse múltiples unidades de detección para obtener una estimación de una distancia a una localización de una condición de una línea eléctrica en un sistema de distribución de electricidad.

Debería apreciarse que dicha información de distancia puede combinarse con otra información sobre el sistema de distribución de electricidad para identificar la localización de una condición en el sistema de distribución de electricidad. Por ejemplo, la información sobre el diseño de las líneas eléctricas en el sistema de distribución de electricidad junto con una medición de la distancia a la localización de un fallo en el sistema puede usarse para identificar la localización física del fallo. Tal información puede ser valiosa para agilizar cualquier operación de mantenimiento que pueda realizarse o programarse a realizar en respuesta al fallo detectado.

Por consiguiente, pueden usarse múltiples unidades de detección para detectar condiciones y obtener información sobre tales condiciones basándose en las mediciones recogidas en diferentes localizaciones en el sistema de distribución de electricidad. Tales mediciones pueden usarse juntas de cualquier manera adecuada que incluye, pero no se limita a, cualquiera de las formas descritas anteriormente para usar las mediciones recogidas por múltiples unidades de detección. En algunos casos, las mediciones pueden correlacionarse de cualquier manera adecuada que permita que las mediciones obtenidas por múltiples sensores se utilicen juntas para determinar la presencia y/o la localización de una o más condiciones. Por ejemplo, en algunas realizaciones donde múltiples sensores pueden no estar sincronizados u operar de otro modo con respecto a un tiempo de referencia común, las mediciones pueden correlacionarse usando una transformación invariante por desplazamiento como se describe a continuación haciendo referencia a la figura 5. Sin embargo, las mediciones pueden correlacionarse de cualquier otra manera adecuada que permita usar las mediciones obtenidas por múltiples sensores.

En escenarios en los que se usa una transformada invariante por desplazamiento, la correlación entre los sensores puede lograrse sin necesidad de registrar señales de datos a tiempo. Por el contrario, los coeficientes de transformada de los conjuntos de datos que representan una serie temporal de salidas de cada sensor pueden procesarse juntos. Procesar juntos puede implicar cualquier lógica adecuada, tal como determinar si se detecta la misma característica en cada conjunto de coeficientes de transformada, o determinar si dos características diferentes están presentes en cada conjunto de coeficientes de transformada o determinar si una característica está presente en un conjunto y ausente en el otro.

Por consiguiente, en algunas realizaciones, las correlaciones entre las mediciones de diferente tipo pueden reflejarse en las reglas. Por ejemplo, las reglas basadas en las correlaciones entre mediciones inerciales, eléctricas y térmicas a partir de la misma unidad de detección pueden ser útiles para predecir el pandeo. Como un ejemplo específico, una medición de alta inclinación, correlacionada con una gran corriente medida y una medición de alta temperatura, pueden indicar un pandeo significativo debido a la sobrecarga. Como otro ejemplo específico, un transitorio de tensión medido en múltiples sensores en combinación con las unidades de detección que informan un alto grado de inclinación, puede indicar que uno o más segmentos de línea se han comado hasta el punto de ruptura.

Por consiguiente, pueden usarse las mediciones recogidas por múltiples unidades de detección para determinar una o más condiciones que requieren el mantenimiento de línea eléctrica. Esto puede hacerse usando cualquier técnica adecuada. Una de tales técnicas se ilustra en la figura 5, que es un diagrama de flujo del procedimiento 500 ilustrativo para determinar una o más condiciones que requieren un mantenimiento de línea eléctrica. El procedimiento 500 puede realizarse mediante cualquier dispositivo informático o dispositivo adecuado tal como el controlador 150 descrito haciendo referencia a la figura 1.

El procedimiento 500 comienza en la acción 502, donde los datos pueden obtenerse a partir de múltiples unidades de detección. Los datos pueden obtenerse a partir de múltiples unidades de detección directamente y/o indirectamente y usando cualquier medio de comunicación adecuado. Por ejemplo, los datos pueden obtenerse en cualquiera de las formas descritas anteriormente, que incluyen, pero no se limitan a, recibir datos de manera inalámbrica o usando una o más líneas eléctricas. Los datos pueden obtenerse a partir de cualquier número adecuado de unidades de detección, ya que los aspectos de la presente invención no están limitados a este respecto.

Los datos obtenidos pueden comprender mediciones recogidas por múltiples unidades de detección desplegadas dentro de una red de distribución de electricidad. Como tal, los datos obtenidos pueden comprender mediciones recogidas por cualquiera de los numerosos tipos de sensores que incluyen, pero no se limitan a, cualquiera de los tipos de sensores descritos anteriormente. Además, los datos obtenidos pueden incluir cualquier información añadida a los datos marcando los datos antes de que los datos se reciban en la acción 502. Dicha información puede indicar el segmento o segmentos de línea eléctrica para los que se recogen los datos, la información sobre las unidades de detección que recogen las mediciones incluyendo sus localizaciones, los tiempos en que se

recogieron los datos, los parámetros que indican cómo los datos pueden haberse procesado antes de recibirse en la acción 402, y/o cualquier otra información adecuada.

A continuación, el procedimiento 500 pasa a la acción 504, donde los datos obtenidos a partir de múltiples unidades de detección pueden procesarse con el fin de tener en cuenta las diferencias en los momentos en que los datos se recogieron por las múltiples unidades de detección. En algunas realizaciones, los datos recibidos desde las múltiples unidades de detección pueden transformarse usando una transformación invariante por desplazamiento. Los datos recibidos desde cada unidad de detección pueden transformarse mediante la aplicación de la transformación invariante por desplazamiento para obtener uno o más valores de coeficiente de transformada.

La aplicación de una transformación invariante por desplazamiento a los datos obtenidos a partir de múltiples unidades de detección puede resultar en una correspondencia entre los valores de coeficientes de transformada calculados a partir de los datos obtenidos. Por ejemplo, los datos obtenidos a partir del sensor A pueden transformarse aplicando una transformación invariante por desplazamiento para obtener un conjunto de valores de coeficiente de transformada y los datos recibidos del sensor B pueden transformarse aplicando la misma transformación invariante por desplazamiento para obtener otro conjunto de valores de coeficiente de transformada. Estas transformaciones dan como resultado una correspondencia entre los valores de coeficiente de transformada obtenidos a partir de los datos recogidos por el sensor A y los valores de coeficiente de transformada obtenidos a partir de los datos recogidos por el sensor B. Esta correspondencia puede existir incluso si los datos para el sensor A y el sensor B no pueden sincronizarse. Como un ejemplo específico, la transformación invariante por desplazamiento puede ser una transformación de ondícula y cada valor de coeficiente de transformada puede obtenerse aplicando la transformación de ondícula a los datos asociados con un tiempo y una resolución (a veces denominada "escala"). En una realización de este tipo, un valor de coeficiente de transformada calculado a partir de los datos obtenidos por la unidad A de detección y asociado con un tiempo y una resolución específicos puede corresponder a un valor de coeficiente de transformada calculado a partir de datos obtenidos por la unidad B de detección y asociados con el mismo tiempo y resolución. Sin embargo, debería apreciarse que el ejemplo descrito anteriormente que implica dos unidades de detección es simplemente a modo de ejemplo, que los datos obtenidos a partir de más de dos unidades de detección pueden correlacionarse, y que pueden identificarse las correspondencias entre más de dos conjuntos de valores de coeficientes de transformada.

La transformación invariante por desplazamiento puede ser cualquier transformación invariante por traslación adecuada de tal manera que se obtienen los mismos valores de coeficiente de transformada aplicando la transformación a los datos recogidos por una unidad de detección o aplicando la transformación a cualquier traslación apropiada de estos datos. Puede usarse una transformación invariante por traslación para eliminar los efectos de cualquier retraso de tiempo asociado con el momento en que los diferentes sensores pueden haber recogido los datos que reflejan la misma condición o condiciones en la red de distribución de electricidad. Tales retrasos pueden ser el resultado de que los sensores estén localizados en diferentes localizaciones dentro de la red de distribución de electricidad, retrasos de propagación, retrasos de procesamiento y/o cualquier otro factor.

Puede usarse cualquier transformación invariante por desplazamiento adecuada. En algunas realizaciones, como se ha mencionado anteriormente, puede usarse cualquier transformación de multiresolución invariante por desplazamiento adecuada conocida en la técnica tal como, pero no limitada a, la transformada de ondícula estacionaria, la transformada de ondícula continua o cualquiera de sus variantes. Se contempla que la aplicación de la transformación de multiresolución invariante por desplazamiento puede comprender aplicar cualquiera de estas o cualquier otra transformación invariante por traslación. Cualquiera de estas transformaciones puede implementarse como se conoce en la técnica, ya que la forma precisa en que se implementa la transformación invariante por desplazamiento no es una limitación de los aspectos de la presente invención.

Debería apreciarse que la aplicación de una transformación de multiresolución a los datos puede producir valores de coeficientes de transformada asociados con resoluciones múltiples. Los valores asociados de coeficiente de transformada con las resoluciones pueden usarse para proporcionar una secuencia de representaciones gruesas a finas de los datos. Por ejemplo, al menos algunos de los valores de coeficientes de transformada obtenidos pueden estar asociados con una resolución gruesa y, como tales, representan características gruesas de los datos. Además, al menos algunos de los otros valores de coeficiente de transformada obtenidos pueden asociarse con una resolución más fina y, como tales, representan características más finas de los datos.

Como ejemplo específico no limitante, una unidad de detección recogió aproximadamente 600 milisegundos de datos durante un tiempo cuando una rama de un árbol que caía entró en contacto temporal con una línea eléctrica, como se muestra en la figura 6A. Los datos son una serie temporal de mediciones de una propiedad eléctrica (por ejemplo, corriente, tensión, etc.) con un transitorio en la propiedad medida, asociado con el contacto del árbol, que se produce a aproximadamente 325 milisegundos. La figura 6B muestra la representación de multiresolución asociada de la señal mostrada en la figura 6A, obtenida aplicando la transformada de ondícula estacionaria. En particular, los valores de coeficiente de transformada obtenidos al aplicar la transformación de ondícula estacionaria a los datos están asociados con uno de los cuatro niveles de resolución. La figura 6B muestra reconstrucciones de los datos obtenidos a partir de cada uno de los cuatro grupos de valores de coeficientes de transformada (por ejemplo, aplicando la transformada de ondícula estacionaria inversa). Como puede observarse, la reconstrucción superior (etiquetada d¹) es la reconstrucción obtenida a partir de los valores de coeficiente de transformada

asociados con la resolución más gruesa e indica la presencia del transitorio asociado con el contacto entre el árbol y la línea eléctrica. Por otro lado, la reconstrucción inferior (etiquetada s³) es la reconstrucción obtenida a partir de los coeficientes de transformada asociados con la resolución más fina e indica la presencia de oscilaciones en la propiedad eléctrica medida. Como se analiza con más detalle a continuación, los patrones en los valores de transformada pueden usarse no solo para determinar la presencia de una condición, sino también para identificar el tipo de la condición. Otro ejemplo más de datos y su representación de multiresolución se muestra en las figuras 6C-6D. Sin embargo, debería reconocerse que el número de resoluciones no está limitado a cuatro y que una transformación multiresolución puede producir valores de coeficientes de transformada asociados con cualquier cantidad adecuada de resoluciones, ya que los aspectos de la presente invención no están limitados a este respecto.

A continuación, el procedimiento 500 pasa a la acción 506, donde pueden obtenerse una o más características para determinar una o más condiciones en la red de distribución de electricidad a partir de los datos recibidos en la acción 502. Las características pueden calcularse para los datos recibidos de una o más unidades de detección. En algunas realizaciones, las características pueden calcularse para cada unidad A de detección a partir de la que se obtienen los datos usando los datos recibidos desde esa unidad, mientras que en otros ejemplos, las características pueden calcularse a partir de los datos obtenidos por un subconjunto de unidades de detección a partir de las que se obtienen los datos.

Las características pueden calcularse de cualquier manera adecuada. En algunas realizaciones, que incluyen las descritas haciendo referencia al procedimiento 500 y sus variantes, las características pueden obtenerse a partir de los valores de coeficiente de transformada calculados en la acción 504 del procedimiento 500. Sin embargo, en otras realizaciones, tales como las descritas a continuación haciendo referencia a la figura 9, las características pueden obtenerse directamente de los datos recibidos en lugar de los valores de coeficientes de transformada obtenidos a partir de los datos. También debería reconocerse que, en algunas realizaciones, las características pueden obtenerse a partir de la información con la que pueden marcarse los datos recibidos.

Cualquiera de los numerosos tipos de características pueden obtenerse a partir de los valores de coeficientes de transformada. Las características pueden calcularse usando cualquier función o funciones adecuadas de los valores de coeficiente de transformada. Por ejemplo, puede usarse como característica una energía de un conjunto de uno o más valores de coeficientes de transformada. Una energía de este tipo puede calcularse de cualquier manera adecuada y, por ejemplo, puede calcularse usando cualquier función energética conocida en la técnica, tal como la raíz cuadrada de la suma de cuadrados de las magnitudes del valor del coeficiente o usando cualquier otra función de norma adecuada conocida en la técnica.

Debería apreciarse que una energía de este tipo puede calcularse para cualquier conjunto adecuado de coeficientes y, por ejemplo, puede calcularse para un conjunto de valores de coeficientes de transformada asociados con una resolución específica. Por ejemplo, en el ejemplo no limitante mostrado en la figura 6B, puede calcularse una energía para cada una de las cuatro resoluciones usando algunos o todos los valores de coeficiente de transformada asociados con esa resolución. Como otro ejemplo, puede calcularse una energía para cualquier conjunto adecuado de coeficientes dentro de una ventana centrada en un punto identificado. Por ejemplo, puede calcularse una energía para un conjunto de valores de coeficientes de transformada $\{d_i^1\}$ en la resolución 1 de acuerdo con:

$$\sqrt{\sum_{i=K-n}^{K+n} |d_i^1|^2}$$

donde K es el punto identificado y n es un entero positivo asociado con la longitud de una ventana centrada alrededor del punto identificado. El punto K identificado puede usarse como el punto de referencia para correlacionar las señales asociadas con el mismo evento en la red de distribución de electricidad y a veces se denomina punto de aparición de fallo.

El punto de aparición de fallo puede identificarse de cualquiera de numerosas maneras y, en algunas realizaciones, puede identificarse como un punto en el que una señal cae fuera de un intervalo de tal manera que pueden identificarse las desviaciones en la señal. Tales desviaciones pueden deberse a variaciones normales en una red de distribución de electricidad (por ejemplo, debido a conmutación, relés, bancos de condensadores, etc.) o pueden deberse a un fallo en la red. Uno o más puntos de aparición pueden calcularse para una señal. Debería apreciarse que puede calcularse un punto de aparición de fallo para cualquier tipo de datos recogidos por una unidad de detección que incluyen, pero no se limitan a, datos recogidos por uno cualquiera de los sensores descritos anteriormente que puede contener una unidad de detección.

En algunas realizaciones, puede identificarse la localización del punto de aparición de fallo dentro de un período de una señal (por ejemplo, la señal de potencia). Esta localización se conoce como ángulo de aparición de fallo y es otra característica que puede usarse para determinar una o más condiciones en una red de distribución de

electricidad. Por ejemplo, un ángulo de aparición de fallo cercano a 90 grados puede ser indicativo de que el fallo asociado con el punto de aparición de fallo correspondiente es un fallo de contacto (por ejemplo, debido al contacto entre un segmento de línea eléctrica y un animal o un objeto).

5 Debería reconocerse que las correspondencias en conjuntos de valores de coeficientes de transformada (cada conjunto asociado con los datos recibidos desde una unidad de detección específica), que resultan de la aplicación de la transformación invariante por desplazamiento aplicada en la acción 504, implican una asociación entre las características obtenidas a partir de los conjuntos correspondientes de valores de características. Por ejemplo, una energía calculada a partir de un conjunto de valores de coeficientes de transformada (obtenidos a partir de datos recibidos desde una unidad de detección) está asociada con otra energía calculada a partir de un conjunto correspondiente de valores de coeficientes de transformada (obtenidos a partir de datos recibidos desde otra unidad de detección). Como tal, las múltiples características obtenidas a partir de los datos recogidos por múltiples sensores pueden usarse juntas con el fin de determinar una condición en la red de distribución de electricidad como se detalla más adelante. Por ejemplo, puede calcularse al menos un punto de aparición de fallo y al menos un ángulo de aparición de fallo para cada múltiples conjuntos de coeficientes de transformada correspondientes, donde cada conjunto de coeficientes se obtiene a partir de los datos recogidos por una unidad de detección diferente.

A continuación, el procedimiento 500 pasa al bloque 508 de decisión, donde la presencia de al menos una condición en la red de distribución de electricidad que requiere mantenimiento puede determinarse usando las características obtenidas en la acción 506. La presencia de al menos una condición en la red de distribución de electricidad puede determinarse de cualquier manera adecuada usando algunas o todas las características obtenidas en la acción 506.

20 En algunas realizaciones, una característica obtenida a partir de los datos recibidos desde una única unidad de detección puede usarse para determinar la presencia de una condición en la red de distribución de electricidad que requiere mantenimiento. Esto puede hacerse de cualquier manera adecuada usando cualquier reconocimiento de patrón adecuado, clasificación de patrones, basándose en reglas y/u otras técnicas. Por ejemplo, una característica puede representarse por un único valor numérico, tal como se logra cuando se suma energía en múltiples coeficientes. Cuando un valor para una característica cae dentro de un intervalo de valores, puede determinarse la presencia de una condición que requiere mantenimiento. Un intervalo de valores de este tipo puede especificarse antes de la ejecución del procedimiento 500 o puede especificarse dinámicamente. Como un ejemplo específico no limitante, cuando la energía de un conjunto de valores de coeficientes de transformadas supera un umbral, puede determinarse la presencia de una condición que requiere mantenimiento. Sin embargo, puede especificarse un intervalo de valores de cualquier manera adecuada, incluyendo indicar un umbral que representa un límite inferior o valores, incluso si no son contiguos, que se incluyen o excluyen del intervalo.

35 En algunas realizaciones, las características obtenidas a partir de múltiples conjuntos de mediciones, cada conjunto obtenido por una unidad de detección diferente, pueden usarse para determinar la presencia de una condición en la red de distribución de electricidad que requiere mantenimiento. Como se ha mencionado anteriormente, las condiciones localizadas pueden determinarse basándose en las diferencias en los datos recogidos por las unidades de detección en algunas localizaciones frente a otras. Por consiguiente, en algunas realizaciones, las diferencias en las características correspondientes, cada característica obtenida a partir de los datos obtenidos por una unidad de detección diferente, puede usarse para determinar las condiciones que requieren mantenimiento. Por ejemplo, la diferencia entre la energía de un conjunto de valores de coeficientes de transformada (por ejemplo, obtenidos a partir de los datos obtenidos por la unidad A de detección) y la energía de un conjunto correspondiente de valores de coeficientes de transformada (por ejemplo, valores obtenidos a partir de los datos obtenidos por la unidad B de detección) pueden caer fuera de un intervalo, lo que puede indicar la presencia de una condición que requiere mantenimiento. Este puede ser el caso cuando un evento localizado en una línea eléctrica monitorizada por la unidad A de detección (por ejemplo, un contacto animal con la línea eléctrica, la caída de un árbol sobre la línea eléctrica, etc.) no se refleja en ningún dato recogido por la unidad B de detección.

45 Aunque, como se ha mencionado anteriormente, algunas condiciones (por ejemplo, acumulación de nieve o hielo) pueden afectar a muchas de las líneas eléctricas en una zona. Por consiguiente, en algunas realizaciones, las características obtenidas a partir de los datos obtenidos por diferentes unidades de detección pueden usarse para determinar las condiciones que requieren mantenimiento. Por ejemplo, la energía de un conjunto de valores de coeficientes de transformada y la energía de un conjunto correspondiente de valores de coeficientes de transformada pueden ambas caer fuera de un intervalo, lo que puede indicar la presencia de una condición que requiere mantenimiento.

50 Si se determina la presencia de una condición en la red de distribución de electricidad que requiere mantenimiento, el procedimiento 500 pasa a la acción 510, donde puede identificarse el tipo de condición. Por otro lado, si no se detecta la presencia de una condición de este tipo, el procedimiento 500 pasa al bloque 512 de decisión.

60 El tipo de la condición o condiciones identificadas en el bloque 408 de decisión puede determinarse de cualquier manera adecuada y, en algunas realizaciones, puede determinarse usando las características obtenidas a partir de los datos recogidos por múltiples unidades de detección distribuidas. Como se ha mencionado anteriormente, algunas de las condiciones pueden afectar a muchas líneas eléctricas en una zona, mientras que otras condiciones pueden afectar a una sola línea eléctrica. Como tal, las características obtenidas pueden usarse para identificar si la

condición es una condición local o no local. Por ejemplo, las diferencias entre los valores de características correspondientes pueden indicar la presencia de una condición local en una línea eléctrica. Una condición local de este tipo puede ser cualquiera de las condiciones locales mencionadas anteriormente, que incluyen, pero no se limitan a, un contacto animal con una línea eléctrica, un objeto que entra en contacto con una línea eléctrica, un rayo, un fallo del equipo que afecta a una línea eléctrica y una fluctuación de potencia en una localización específica.

Como otro ejemplo, los valores de característica correspondientes que caen simultáneamente dentro de un intervalo pueden indicar la presencia de una condición no local en una línea eléctrica. Una condición no local de este tipo puede ser cualquiera de las condiciones no locales mencionadas anteriormente, que incluyen, pero no limitadas a, la formación de hielo en múltiples líneas eléctricas, nieve que pesa en múltiples líneas eléctricas, cualquier otra condición climática que afecte a múltiples líneas eléctricas y fallos de equipos que afecten a múltiples líneas eléctricas.

En algunas realizaciones, las características obtenidas en la acción 506 pueden usarse para identificar el tipo específico de condición, ya sea local o no local. En particular, las características pueden usarse para identificar el tipo de condición como cualquiera de los ejemplos enumerados anteriormente de condiciones locales y no locales o cualquier otra condición. La clasificación puede realizarse de cualquier manera adecuada usando cualquiera de las numerosas técnicas de reconocimiento de patrones, clasificación de patrones y/o basadas en reglas.

Como un ejemplo, las energías de los valores de coeficiente de transformada pueden usarse para clasificar el tipo de la condición o condiciones identificadas en el bloque 408 de decisión. En particular, la clasificación puede realizarse basándose en una o más reglas y/o clasificadores aplicados a los valores de energía. Por ejemplo, el contacto del árbol con una línea eléctrica puede diferenciarse de un rayo de la línea eléctrica basándose en la energía asociada con los valores de coeficiente de transformada asociados con la resolución más gruesa. De hecho, como se ilustra en las figuras 6B y 6D, las energías asociadas con las señales reconstruidas para la resolución d^1 (que es indicativa de la energía de los valores de coeficiente de transformada asociados con esa resolución) son diferentes para los dos tipos de condiciones. Para las formas de onda ilustradas específicas, la energía para los datos del árbol es 13,64 mientras que la energía para la señal del rayo es 0,52. Tales diferencias pueden usarse para identificar clasificadores de reglas y/o de trenes que pueden usarse para identificar el tipo de condición detectada basándose en las características calculadas.

En algunas realizaciones, identificar el tipo de condición puede comprender identificar la localización de la condición. Debería reconocerse que aunque las características obtenidas en la acción 506, a partir de los valores de coeficiente de transformada calculados en la acción 404, pueden ser independientes de la localización de las unidades de detección que recogieron los datos a partir de los que se calcularon los valores de coeficiente de transformada, en algunas realizaciones, la naturaleza de la condición identificada puede proporcionar información sobre la localización de un fallo u otro evento que dé lugar esa condición. Por ejemplo, una condición que afecta solo a ciertos tipos de líneas puede inferirse para existir en una localización donde tales líneas están presentes. Por ejemplo, una condición puede referirse solo a una línea aérea, o solo a una línea de media tensión, de tal manera que la detección de una condición de este tipo puede proporcionar cierta información sobre su localización.

Alternativa o adicionalmente, puede identificarse la localización de la condición usando otra información con la que los datos recibidos en la acción 502 pueden haberse marcado. Como se ha mencionado anteriormente, esta información puede incluir la localización de las unidades de detección que recogieron los datos recibidos en la acción 502. Dicha información de localización puede especificarse directa o indirectamente. Por ejemplo, cada unidad de detección puede programarse con información de localización o puede incluir componentes, tales como un conjunto de chips de GPS, que determina su localización, permitiendo que una unidad de detección informe directamente de su localización. Alternativa o adicionalmente, una unidad de detección puede programarse con un identificador único, y un sistema de gestión de línea eléctrica puede programarse con un mapa, relacionando los identificadores con las localizaciones.

Independientemente de cómo se indique la localización, en algunas realizaciones, la localización de las unidades de detección en la red de distribución de electricidad puede usarse para identificar la localización de una o más condiciones en la red de distribución de electricidad. La localización, por ejemplo, puede especificarse de cualquier manera adecuada. Puede, por ejemplo, especificarse en coordenadas geográficas. Como alternativa, se puede especificar la localización para que sea una línea específica en un sistema de distribución de electricidad en el que se une una unidad de detección o en una localización entre dos unidades de detección. Como ejemplo específico, la localización de una condición puede identificarse para que sea una localización entre dos unidades de detección, una de las cuales indicativa de datos observados de la presencia de la condición y la otra no. Por ejemplo, en algunas realizaciones, una serie de unidades 704, 706, 708 y 710 de detección pueden localizarse a lo largo de líneas eléctricas conectadas a la subestación 702. El segmento 712 de línea eléctrica está localizado entre la subestación 702 y la unidad 704 de detección, el segmento 714 de línea eléctrica entre la unidad 704 de detección y la unidad 706 de detección, el segmento 716 de línea eléctrica está localizado entre la unidad 706 de detección y la unidad 708 de detección, y el segmento 718 de línea eléctrica está localizado entre la unidad 708 de detección y la unidad 710 de detección. Si una o más características obtenidas a partir de los datos recogidos por la unidad 706 de detección (y, opcionalmente, por la unidad 704 de detección) indican la presencia de una condición, pero las características correspondientes obtenidas a partir de los datos recogidos por la unidad 708 de detección (y,

- opcionalmente, por la unidad de detección 710) no indican la presencia de la condición, puede determinarse que la condición se localiza a lo largo del segmento 716 la línea eléctrica entre la unidad 706 de sensor y la unidad 708 de sensor. Esta información puede usarse para enviar un equipo de mantenimiento al segmento 716 de línea eléctrica con el fin de realizar un mantenimiento o un mantenimiento preventivo como sea apropiado. Como tal, la localización de la condición puede identificarse basándose en el orden de localización de las unidades de detección con respecto a la subestación. Aunque en la realización ilustrada se muestra que las unidades de detección están en una geometría en serie con respecto a la subestación 702, debería apreciarse que los aspectos de la presente invención no están limitados a este respecto y, en otras realizaciones, la localización de una condición puede determinarse usando cualquier geometría de unidad de detección adecuada con respecto a una o más subestaciones.
- 5 Después de que se identifique el tipo de la condición o condiciones en la acción 510, el procedimiento 500 pasa a la acción 512, donde se determina si pueden recibirse más datos desde una o más unidades de detección. Si se determina que pueden recibirse más datos, el procedimiento 500 regresa la acción 502, y se repiten las acciones 502, 504, 506 y 510 y el bloque 508 de decisión. Por otro lado, si se determina que no pueden recibirse más datos, el procedimiento 400 finaliza.
- 10 Debería reconocerse que el procedimiento 500 es ilustrativo y que son posibles muchas variaciones del procedimiento 500. Por ejemplo, en la realización ilustrada, un dispositivo o dispositivos informáticos que realizan el procedimiento 500 (por ejemplo, el controlador 150) reciben datos de múltiples unidades de detección en la acción 502 y, posteriormente, aplica una transformación invariante por desplazamiento a los datos recibidos. Sin embargo, en otras realizaciones, el procedimiento 400 puede adaptarse de tal manera que los dispositivos informáticos que realizan el procedimiento estén configurados para recibir los valores de coeficiente de transformada obtenidos aplicando una transformación invariante por desplazamiento a los datos de sensor. En estas realizaciones, los valores de coeficiente de transformada pueden calcularse por uno o más dispositivos informáticos diferentes y, por ejemplo, pueden calcularse usando las unidades de detección que recogieron los datos como se analiza con más detalle a continuación haciendo referencia a las figuras 8A y 8B.
- 15 Las figuras 8A y 8B muestran unos diagramas de flujo de los procedimientos 800 y 850 ilustrativos, respectivamente, para procesar datos recogidos por al menos una unidad de detección. Los procedimientos 800 y 850 pueden ejecutarse mediante cualquier unidad de detección y, por ejemplo, pueden realizarse mediante la unidad 110 de detección descrita haciendo referencia a la figura 2. En particular, en algunas realizaciones, las acciones de los procedimientos 800 y 850 pueden realizarse mediante la circuitería 230 de control descrita haciendo referencia a la figura 2.
- 20 Los procedimientos 800 y 850 comienzan en las acciones 802 y 852, respectivamente, donde una unidad de detección que ejecuta cualquiera de estos procedimientos puede recoger datos. En cada caso, la unidad de detección puede configurarse para recoger cualquier tipo de datos adecuados y puede recoger los datos usando cualquiera de los sensores mencionados anteriormente que pueden estar incluidos en la unidad de detección. Por ejemplo, la unidad de detección puede recoger datos usando un inclinómetro, un acelerómetro, un termopar, una interfaz de línea eléctrica acoplada con la circuitería de extracción de propiedades eléctricas y/o cualquier otro sensor o circuitería adecuada.
- 25 A continuación, los procedimientos 800 y 850 pasan a las acciones 804 y 854, respectivamente, donde los datos recogidos pueden muestrearse. Los datos pueden submuestrearse de cualquier manera adecuada usando técnicas conocidas en la técnica para obtener datos a una velocidad de datos deseada. La velocidad de datos deseada puede especificarse de cualquier manera adecuada. Por ejemplo, la velocidad de datos deseada puede ser inferior a la velocidad a la que la unidad de detección obtiene las mediciones. Esto puede dar como resultado unos requisitos de ancho de banda más bajos para transmitir información a uno o más dispositivos informáticos (por ejemplo, el controlador 150) desde la unidad de detección. Como otro ejemplo, la velocidad de datos deseada puede ser igual a la velocidad a la que la unidad de detección obtiene las mediciones. Esto puede dar como resultado un requisito de ancho de banda mayor, pero no se descartan los datos medidos antes de la transmisión.
- 30 La velocidad de datos deseada puede establecerse de cualquier manera adecuada y puede establecerse antes de que los procedimientos 800 y 850 comiencen a ejecutarse o puede establecerse dinámicamente mientras se están ejecutando los procedimientos. En este último caso, las velocidades de datos deseadas pueden establecerse para velocidades de datos más altas cuando es probable que una unidad de detección recoja datos indicativos de la presencia de una o más condiciones en la red de distribución de electricidad. Esto puede hacerse de cualquier manera adecuada y, por ejemplo, una unidad de detección puede recibir un comando desde otro dispositivo informático (por ejemplo, el controlador 150) para aumentar la velocidad de datos deseada. Tal comando puede emitirse en respuesta a un evento tal como otra unidad de detección que informa de una condición, un evento meteorológico predicho o cualquier otro evento adecuado.
- 35 Independientemente de cómo se establece la velocidad de datos deseada en la acción 854, el procedimiento 850 pasa a la acción 856, donde los datos submuestreados se envían a uno o más dispositivos informáticos. Los datos pueden enviarse al dispositivo(s) informático de cualquier manera adecuada que incluya, pero no se limita a, cualquiera de las formas descritas anteriormente, tales como de manera inalámbrica o usando la línea eléctrica a la que está unida la unidad de detección. Los datos pueden enviarse a cualquier dispositivo o dispositivos informáticos
- 40
- 45
- 50
- 55
- 60

adecuados, incluido cualquier dispositivo o dispositivos informáticos configurados para procesar los datos recibidos para determinar la presencia de una o más condiciones en la red de distribución de electricidad que requieren mantenimiento. Por ejemplo, los datos pueden enviarse al controlador 150 descrito haciendo referencia a la figura 1.

5 Por el contrario, después de la acción 804, el procedimiento 800 pasa a la acción 806, donde los datos submuestreados pueden transformarse usando una transformación invariante por desplazamiento. Puede aplicarse cualquier transformación invariante por desplazamiento adecuada que incluya cualquiera de las transformaciones invariables por desplazamiento descritas anteriormente que incluyen, pero no se limitan a, la transformación de ondulaciones estacionaria, la transformación de ondas continua o cualquier variante de las mismas. Como se ha descrito anteriormente, la aplicación de la transformación invariante por desplazamiento a los datos puede producir 10 uno o más valores de coeficientes de transformada.

A continuación, el procedimiento 800 pasa a la acción 808, donde uno o más de los valores de coeficiente de transformada pueden enviarse a uno o más dispositivos informáticos. Los valores de coeficientes transformados pueden enviarse a los dispositivos informáticos de cualquier manera adecuada, que incluyen, pero no se limitan a, cualquiera de las formas descritas anteriormente para transmitir datos desde una unidad de detección. Los datos 15 pueden enviarse a cualquier dispositivo o dispositivo informático adecuado, incluyendo cualquier dispositivo o dispositivos informáticos configurados para procesar los valores de coeficientes de transformada recibidos para determinar la presencia de una o más condiciones en la red de distribución de electricidad que requieren mantenimiento. Por ejemplo, los datos pueden enviarse al controlador 150 descrito haciendo referencia a la figura 1.

20 Debería apreciarse que los procedimientos 800 y 850 se basan en arquitecturas alternativas de cómo y dónde procesar datos recogidos por múltiples unidades de detección distribuidas, desplegadas en una red de distribución de electricidad. En el caso del procedimiento 800, puede aplicarse una transformación invariante por desplazamiento a los datos en la unidad de detección, mientras que en el caso del procedimiento 850 una transformación de este tipo puede aplicarse a los datos por un dispositivo (por ejemplo, el controlador 150) distinto de la unidad de detección que recogió los datos. Debería reconocerse que son posibles muchas otras arquitecturas alternativas. Por 25 ejemplo, una unidad de detección puede realizar otras etapas de procesamiento de datos tales como obtener una o más características a partir de los valores de coeficientes de transformada y transmitir las características obtenidas a uno o más dispositivos informáticos diferentes.

Los inventores han reconocido y apreciado que las condiciones en la red de distribución de electricidad pueden identificarse usando una o más plantillas definidas por el usuario, que pueden proporcionar a los usuarios flexibilidad 30 para especificar cómo interpretarse los datos recogidos por una o más unidades de detección. Determinar la presencia de una o más condiciones que requieren mantenimiento basándose en las plantillas definidas por el usuario puede realizarse, en algunos casos, con menos recursos de cálculo tales como potencia de procesamiento y memoria. En particular, determinar la presencia de una o más condiciones usando plantillas definidas por el usuario puede realizarse sin aplicar transformaciones invariantes por desplazamiento a los datos recogidos por las unidades 35 de detección y puede evitarse el gasto de cálculo de realizar tales transformaciones. Además, las reglas resultantes pueden interpretarse más fácilmente por otras personas involucradas en la monitorización o el mantenimiento de una red de distribución de electricidad o realizando cualquier otra función relacionada.

Un usuario puede definir una plantilla que comprende una o más reglas que determinan la presencia de una condición a partir de los datos recogidos por una o más unidades de detección desplegadas en la red de distribución 40 de electricidad. Cada regla puede parametrizarse por uno o más parámetros. La plantilla puede comprender además uno o más intervalos de valores de parámetros especificados por el usuario para uno o más de estos parámetros. Puede obtenerse un valor para cada uno de los parámetros en la regla(s) en la plantilla definida por usuario, y un motor de reglas (por ejemplo, el motor 330 de reglas) puede configurarse para ejecutar la regla(s) en la plantilla definida por usuario determinando si los valores de parámetros obtenidos caen fuera de los intervalos de valores de 45 parámetros especificados por el usuario, lo que puede ser indicativo de la presencia de una condición que requiere mantenimiento.

Puede emplearse cualquiera de los numerosos tipos de reglas. Por ejemplo, la ejecución de una regla para determinar una condición asociada con un rayo puede comprender determinar si al menos una unidad de detección midió un nivel de corriente que superó los 5000 A y si múltiples unidades de detección detectaron disparos. Como 50 otro ejemplo, la ejecución de una regla para detectar una condición asociada con un árbol que entra en contacto con una línea eléctrica puede comprender determinar si al menos una unidad de detección midió un nivel de corriente en cualquier localización de 2500 a 5000 Amperios durante al menos 3 a 5 ciclos. Como otro ejemplo más, la ejecución de la regla para detectar una condición asociada con un animal que entra en contacto con una línea eléctrica puede comprender determinar si solo una unidad de detección midió un nivel de corriente entre 4000 y 6000 Amperios. Sin embargo, debería reconocerse que estos son simplemente ilustrativos de las reglas y que una plantilla definida por 55 usuario puede comprender cualquier otra regla adecuada.

Pueden usarse numerosas técnicas para determinar las condiciones que requieren mantenimiento empleando plantillas definidas por el usuario. Una de tales técnicas se ilustra en la figura 9, que es un diagrama de flujo de un procedimiento 900 ilustrativo para determinar las condiciones que requieren mantenimiento en una red de 60 distribución de electricidad.

El procedimiento 900 comienza en la acción 902, donde puede presentarse a un usuario una interfaz de usuario para especificar una o más reglas, como parte de una plantilla definida por usuario. Al usuario se le puede presentar cualquier tipo de interfaz adecuada y, por ejemplo, se le puede presentar una interfaz gráfica de usuario. La interfaz de usuario puede permitir al usuario especificar una o más reglas para determinar la presencia de condiciones y proporcionar cualquier información necesaria para la ejecución de tales reglas (por ejemplo, intervalos de parámetros asociados con las reglas, ajustes de configuración, etc.). Por ejemplo, el usuario puede especificar una regla como una función de los valores de propiedades medidos directa o indirectamente por una o más unidades de detección. La regla puede especificarse como una función de un único valor de propiedades y/o patrones de los valores de propiedad. Pueden usarse cualesquiera patrones adecuados incluyendo patrones temporales, patrones de frecuencia, etc. Las propiedades medidas pueden ser cualquiera de los numerosos tipos de propiedades que incluyen, pero no limitadas a, propiedades eléctricas tales como la corriente y la tensión, propiedades térmicas tales como temperatura, propiedades inerciales tales como como aceleración, velocidad e inclinación, y cualquier otra propiedad. El usuario puede especificar más intervalos de los valores para los valores de propiedades medidos (o patrones de valores de propiedades) de tal manera que cuando cualquiera de los valores de propiedades medidos caiga fuera de estos intervalos, esto puede ser indicativo de una condición en la red de distribución de electricidad.

Puede presentarse a un usuario una regla para la que se le puede pedir al usuario que especifique uno o más parámetros. Como ejemplo no limitativo, se puede presentar a un usuario una regla en una plantilla tal como: "si ___ la unidad de detección mide ___ del valor normal para al menos ___ ciclos, entonces se activa una alarma que indica ___," y se le pedirá que proporcione los parámetros asociados con los datos faltantes. En respuesta a las peticiones, el usuario puede proporcionar parámetros como "cualquiera", "corriente", ">", "40 %", "10" y "sobrecorriente" como entrada para producir la regla: "Si alguna unidad de detección mide una corriente > 40 % del valor normal durante al menos diez ciclos, entonces se genera una alarma que indica sobrecorriente". Muchos otros ejemplos similares serán evidentes para los expertos en la materia.

A continuación, el procedimiento 900 pasa a la acción 904, donde pueden crearse una o más reglas basándose en la entrada recibida del usuario a través de la interfaz de usuario presentada al usuario en la acción 902. Las reglas pueden crearse de cualquier manera adecuada y pueden almacenarse en cualquier formato adecuado ya que la forma en que se crean y/o se almacenan las reglas no es una limitación de los aspectos de la presente invención.

A continuación, el procedimiento 900 pasa a la acción 906, donde los datos pueden recibirse desde una o más unidades de detección desplegadas en la red de distribución de electricidad. La acción 906 puede realizarse de cualquier manera adecuada y, por ejemplo, puede realizarse de la misma manera que la acción 502 del procedimiento 500. Como tal, cualquiera de los numerosos tipos de datos puede recibirse en la acción 906, incluidos los datos recogidos por cualquier tipo de sensor adecuado y cualquier información con la que puedan marcarse tales datos, por ejemplo, una información que incluya la localización de las unidades de detección usadas para recoger los datos recibidos.

A continuación, el procedimiento 900 pasa al bloque 908 de decisión, donde una o más reglas especificadas en la plantilla definida por usuario pueden usarse para determinar la presencia de una condición en la red de distribución de electricidad. Esto puede hacerse de cualquier manera adecuada. Por ejemplo, puede obtenerse un valor para cada uno de los parámetros en las regla(s) a partir de los datos recibidos en la acción 906 y puede configurarse un motor de reglas (por ejemplo, el motor 330 de reglas para ejecutar las reglas) determinando si los valores de parámetros caen dentro de los intervalos de valores de parámetros especificados por el usuario.

Debería apreciarse que ejecutar una regla puede comprender obtener valores medidos por múltiples sensores. En consecuencia, la detección de condiciones basada en reglas en una red de distribución de electricidad puede aprovechar el despliegue de múltiples sensores distribuidos en la red.

Si se determina la presencia de una condición en la red de distribución de electricidad que requiere mantenimiento en la acción 908, el procedimiento 900 pasa a la acción 910 donde puede identificarse el tipo de condición. Por otro lado, si no se detecta la presencia de una condición de este tipo, el procedimiento 900 pasa al bloque 912 de decisión.

El tipo de la condición o condiciones identificadas en el bloque 808 de decisión puede determinarse de cualquier manera adecuada y, en algunas realizaciones, puede determinarse usando una o más reglas especificadas en la plantilla definida por usuario. Por ejemplo, la plantilla definida por usuario puede incluir una o más reglas para identificar si la condición detectada es una condición local o una condición no local. La plantilla definida por usuario puede comprender además una o más reglas para determinar el tipo de la condición como una cualquiera de las condiciones descritas anteriormente tanto locales como no locales.

Adicionalmente, pueden usarse una o más reglas para identificar la localización de la condición detectada. Por ejemplo, ejecutar una regla para identificar la localización de la condición detectada puede comprender determinar qué unidad o unidades de detección detectaron la condición y qué unidades de detección no detectaron la condición. De hecho, las reglas pueden usarse para incorporar cualquiera de las técnicas descritas anteriormente para identificar la localización de una condición basándose en dónde se despliegan las unidades de detección en relación con una o más subestaciones.

Después de que se identifique el tipo de la condición o condiciones en la acción 910, el procedimiento 900 pasa a la acción 912, donde se determina si pueden recibirse más datos desde una o más unidades de detección. Si se determina que pueden recibirse más datos, el procedimiento 900 regresa a la acción 902, y se repiten las acciones 902, 904, 906 y 910 y el bloque 908 de decisión. Por otro lado, si se determina que no pueden recibirse más datos, el procedimiento 900 finaliza.

Un experto en la materia puede reconocer que las capacidades descritas anteriormente para recoger, correlacionar y analizar las salidas de múltiples tipos de sensores en múltiples localizaciones pueden emplearse para determinar otras condiciones importantes. Por consiguiente, la invención no debería limitarse a las condiciones específicas descritas como ejemplos en el presente documento.

Además, debería apreciarse que el procesamiento como se describe en el presente documento no está limitado al uso de los componentes específicos descritos en el presente documento. No obstante, la figura 10 proporciona un ejemplo de un entorno de procesamiento, tal como puede existir dentro del controlador 150. La figura 10 ilustra un ejemplo de un entorno 1000 de sistema informático adecuado sobre el que puede implementarse la invención. El entorno 1000 de sistema informático es solo un ejemplo de un entorno informático adecuado y no pretende sugerir ninguna limitación en cuanto al ámbito del uso o la funcionalidad de la invención. Por ejemplo, en algunas realizaciones, las unidades de detección (por ejemplo, las unidades 116A y 116B de detección) pueden implementarse usando un entorno informático de fin especial. Tampoco debería interpretarse que el entorno 1000 informático tiene alguna dependencia o requisito relacionado con uno o la combinación de los componentes ilustrados en el entorno 1000 operativo a modo de ejemplo.

La invención es operativa con numerosos entornos o configuraciones de sistemas informáticos de fin general o fin especial. Ejemplos de sistemas informáticos, entornos o configuraciones bien conocidos que pueden ser adecuados para su uso con la invención incluyen, pero no están limitados a, ordenadores personales, ordenadores servidor, dispositivos de mano o portátiles, sistemas multiprocesador, sistemas basados en microprocesadores, decodificadores, dispositivos electrónicos de consumo programables, PC en red, minicomputadoras, ordenadores centrales, entornos informáticos distribuidos que incluyen cualquiera de los sistemas o dispositivos anteriores, y similares.

El entorno informático puede ejecutar instrucciones ejecutables por ordenador, tales como módulos de programa. En general, los módulos de programa incluyen rutinas, programas, objetos, componentes, estructuras de datos, etc. que realizan tareas específicas o implementan tipos de datos abstractos específicos. La invención también puede ponerse en práctica en entornos informáticos distribuidos en los que las tareas se realizan mediante dispositivos de procesamiento remoto que están enlazados a través de una red de comunicaciones. En un entorno informático distribuido, los módulos de programa pueden localizarse tanto en medios de almacenamiento informático locales como remotos, incluidos los dispositivos de almacenamiento de memoria.

Haciendo referencia a la figura 10, un sistema a modo de ejemplo para implementar la invención incluye un dispositivo informático de fin general en la forma de un ordenador 1010. Los componentes del ordenador 1010 pueden incluir, pero no están limitados a, una unidad 1020 de procesamiento, una memoria 1030 de sistema y un bus 1021 de sistema que acopla los diversos componentes de sistema incluyendo la memoria de sistema a la unidad 1020 de procesamiento. El bus 1021 de sistema puede ser cualquiera de diversos tipos de estructuras de bus incluyendo un bus de memoria o controlador de memoria, un bus periférico y un bus local que use cualquiera de una variedad de arquitecturas de bus. A modo de ejemplo, y no de limitación, tales arquitecturas incluyen el bus de arquitectura estándar de la industria (ISA), el bus de arquitectura de microcanal (MCA), el bus ISA mejorado (EISA), el bus local de la asociación de estándares electrónicos y de video (VESA) y el bus de interconexión de componentes periféricos (PCI) también conocido como bus Mezzanine.

El ordenador 1010 incluye normalmente una variedad de medios legibles por ordenador. Los medios legibles por ordenador pueden ser cualquier medio disponible al que se pueda acceder mediante el ordenador 1010 e incluye tanto medios volátiles como no volátiles y medios extraíbles y no extraíbles. A modo de ejemplo, y no de limitación, los medios legibles por ordenador pueden comprender medios de almacenamiento informático y medios de comunicación. Los medios de almacenamiento informático incluyen medios volátiles y no volátiles, extraíbles y no extraíbles implementados en cualquier procedimiento o tecnología para el almacenamiento de la información tal como instrucciones legibles por ordenador, estructuras de datos, módulos de programa u otros datos. Los medios de almacenamiento informático incluyen, entre otros, RAM, ROM, EEPROM, memoria flash u otra tecnología de memoria, CD-ROM, discos versátiles digitales (DVD) u otros discos ópticos de almacenamiento, cassetes magnéticos, cinta magnética, almacenamiento en disco magnético u otros dispositivos de almacenamiento magnético, o cualquier otro medio que pueda usarse para almacenar la información deseada y al que se pueda acceder mediante el ordenador 1010. Los medios de comunicación en general incorporan instrucciones legibles por ordenador, estructuras de datos, módulos de programa u otros datos en una señal de datos modulada tal como una onda portadora u otro mecanismo de transporte e incluye cualquier medio de entrega de información. La expresión "señal de datos modulada" significa una señal que tiene una o más de sus características establecidas o cambiadas de tal manera que codifican información en la señal. A modo de ejemplo, y no de limitación, los medios de comunicación incluyen medios cableados tales como una red cableada o conexión de cableado directo, y medios inalámbricos tales como medios acústicos, de RF, infrarrojos y otros medios inalámbricos. Las combinaciones de

cualquiera de los anteriores también deben incluirse dentro del ámbito de los medios legibles por ordenador.

La memoria 1030 de sistema incluye medios de almacenamiento informáticos en forma de memoria volátil y/o no volátil tal como memoria 1031 de solo lectura (ROM) y memoria 1032 de acceso aleatorio (RAM). Un sistema 1033 de entrada/salida básico (BIOS), que contiene las rutinas básicas que ayudan a transferir información entre elementos dentro del ordenador 1010, tal como durante el arranque, normalmente se almacena en la ROM 1031. La RAM 1032 normalmente contiene módulos de datos y/o programas que pueden accederse inmediatamente y/o que se operan actualmente por la unidad 1020 de procesamiento. A modo de ejemplo, y no de limitación, la figura 10 ilustra el sistema 1034 operativo, los programas 1035 de aplicación, otros módulos 1036 de programa y los datos 1037 de programa.

El ordenador 1010 también puede incluir otros medios de almacenamiento informático volátiles/no volátiles/extraíbles/no extraíbles. A modo de ejemplo solamente, la figura 10 ilustra una unidad 1041 de disco duro que lee o escribe en medios magnéticos no volátiles no extraíbles, una unidad 1051 de disco magnético que lee o escribe en un disco 1052 magnético no volátil extraíble, y una unidad 1055 de disco óptico que lee o escribe en un disco 1056 óptico no volátil extraíble tal como un CDROM u otro medio óptico. Otros medios de almacenamiento informático volátiles/no volátiles extraíbles/no extraíbles que pueden usarse en el entorno operativo a modo de ejemplo incluyen, pero no se limitan a, cassetes de cinta magnética, tarjetas de memoria flash, discos versátiles digitales, cintas de video digital, RAM de estado sólido, ROM de estado sólido, y similares. La unidad 1041 de disco duro está normalmente conectada al bus 1021 de sistema a través de una interfaz de memoria no extraíble tal como la interfaz 1040, y la unidad 1051 de disco magnético y la unidad 1055 de disco óptico están normalmente conectadas al bus 1021 de sistema mediante una interfaz de memoria extraíble, tal como la interfaz 1050.

Las unidades y sus medios de almacenamiento informático asociados tratados anteriormente e ilustrados en la figura 10, proporcionan el almacenamiento de las instrucciones legibles por ordenador, las estructuras de datos, los módulos de programa y otros datos para el ordenador 1010. En la figura 10, por ejemplo, la unidad 1041 de disco duro se ilustra como que almacena el sistema 1044 operativo, los programas 1045 de aplicación, otros módulos 1046 de programa y los datos 1047 de programa. Obsérvese que estos componentes o pueden ser iguales o diferentes al sistema 1034 operativo, los programas 1035 de aplicación, otros módulos 1036 de programa y los datos 1037 de programa. Al sistema 1044 operativo, los programas 1045 de aplicación, otros módulos 1046 de programa y los datos 1047 de programa se les dan diferentes números en el presente documento para ilustrar que, como mínimo, son copias diferentes. Un usuario puede introducir comandos e información en el ordenador 1010 a través de dispositivos de entrada tales como un teclado 1062 y un dispositivo 1061 señalador, comúnmente denominado como un ratón, bola de seguimiento o teclado táctil. Otros dispositivos de entrada (no mostrados) pueden incluir un micrófono, una palanca de mando, un controlador para juegos, una antena parabólica, un escáner o similar. Estos y otros dispositivos de entrada a menudo están conectados a la unidad 1020 de procesamiento a través de una interfaz 1060 de entrada de usuario que está acoplada al bus de sistema, pero puede conectarse mediante otras interfaces y estructuras de bus, tales como un puerto paralelo, un puerto de juegos o un bus serie universal (USB). Un monitor 1091 u otro tipo de dispositivo de visualización también está conectado al bus 1021 de sistema a través de una interfaz, tal como una interfaz 1090 de video. Además del monitor, los ordenadores también pueden incluir otros dispositivos de salida periféricos tales como unos altavoces 1097 y una impresora 1096, que pueden estar conectados a través de una interfaz 1095 periférica de salida.

El ordenador 1010 puede operar en un entorno de red usando conexiones lógicas a uno o más ordenadores remotos, tales como un ordenador 1080 remoto. El ordenador 1080 remoto puede ser un ordenador personal, un servidor, un encaminador, un PC de red, un dispositivo par u otro nodo de red común, y normalmente incluye muchos o todos los elementos descritos anteriormente en relación con el ordenador 1010, aunque en la figura 10 se ha ilustrado solamente un dispositivo 1081 de almacenamiento de memoria. Las conexiones lógicas representadas en la figura 10 incluyen una red 1071 de área local (LAN) y una red 1073 de área extensa (WAN), pero también pueden incluir otras redes. Tales entornos de red son comunes en oficinas, redes informáticas de toda la empresa, intranets e Internet.

Cuando se usa en un entorno de red LAN, el ordenador 1010 se conecta a la LAN 1071 a través de una interfaz 1070 o adaptador de red. Cuando se usa en un entorno de red WAN, el ordenador 1010 normalmente incluye un módem 1072 u otros medios para establecer comunicaciones sobre la WAN 1073, tal como Internet. El módem 1072, que puede ser interno o externo, puede conectarse al bus 1021 de sistema a través de la interfaz 1060 de entrada de usuario, u otro mecanismo apropiado. En un entorno de red, los módulos de programa representados con respecto al ordenador 1010, o partes de los mismos, pueden almacenarse en el dispositivo de almacenamiento de memoria remota. A modo de ejemplo, y no de limitación, la figura 10 ilustra los programas 1085 de aplicación remota que residen en el dispositivo 1081 de memoria. Se apreciará que las conexiones de red mostradas son a modo de ejemplo y pueden usarse otros medios para establecer un enlace de comunicaciones entre los ordenadores.

Debería reconocerse que un motor de reglas es solo un ejemplo de una técnica para extraer conclusiones basadas en datos medidos. Como tal, pueden usarse otras técnicas para extraer conclusiones a partir de datos en cualquiera de las realizaciones descritas anteriormente de la presente invención. Por ejemplo, las conclusiones pueden extraerse de manera heurística, usando técnicas de aprendizaje automático, y similares.

Habiendo descrito de este modo varios aspectos de al menos una realización de esta invención, debería apreciarse que los expertos en la materia podrán realizar fácilmente diversas alteraciones, modificaciones y mejoras.

Por ejemplo, las realizaciones se describen en conexión con un sistema de distribución de electricidad usado para entregar electricidad desde las instalaciones de generación a los consumidores de esa electricidad. Las técnicas descritas en el presente documento pueden aplicarse a conductores de transmisión y distribución en cualquier entorno. Por ejemplo, las líneas eléctricas se usan por las industrias de ferrocarriles y tranvías, que también pueden tener conductores aéreos.

Tales alteraciones, modificaciones y mejoras pretenden ser parte de esta divulgación. Además, aunque se indican las ventajas de la presente invención, debería apreciarse que no todas las realizaciones de la invención incluirán todas las ventajas descritas. Algunas realizaciones pueden no implementar ninguna característica descrita como ventajosa en el presente documento. Por consiguiente, la descripción y los dibujos anteriores son solo a modo de ejemplo.

Las realizaciones de la presente invención descritas anteriormente pueden implementarse de cualquiera de numerosas maneras. Por ejemplo, las realizaciones pueden implementarse usando hardware, software o una combinación de los mismos. Cuando se implementan en software, el código de software puede ejecutarse en cualquier procesador adecuado o conjunto de procesadores, ya sea proporcionados en un único ordenador o distribuidos entre múltiples ordenadores. Tales procesadores pueden implementarse como circuitos integrados, con uno o más procesadores en un componente de circuito integrado. Sin embargo, un procesador puede implementarse usando una circuitería en cualquier formato adecuado.

Además, debería apreciarse que un ordenador puede realizarse en cualquiera de un número de formas, tales como un ordenador montado en bastidor, un ordenador de escritorio, un ordenador portátil, o un ordenador de tableta. Además, un ordenador puede estar integrado en un dispositivo que en general no se considera un ordenador, pero con capacidades de procesamiento adecuadas, que incluyen un asistente digital personal (PDA), un teléfono inteligente o cualquier otro dispositivo electrónico portátil o fijo adecuado.

Además, un ordenador puede tener uno o más dispositivos de entrada y salida. Estos dispositivos pueden usarse, entre otras cosas, para presentar una interfaz de usuario. Entre los ejemplos de dispositivos de salida que pueden usarse para proporcionar una interfaz de usuario incluyen impresoras o pantallas de visualización para la presentación visual de la salida y altavoces u otros dispositivos de generación de sonido para la presentación audible de la salida. Entre los ejemplos de dispositivos de entrada que pueden usarse para una interfaz de usuario se incluyen teclados y dispositivos señaladores, como ratones, almohadillas táctiles y tabletas digitalizadoras. Como otro ejemplo, un ordenador puede recibir información de entrada a través del reconocimiento de voz o en otro formato audible.

Tales ordenadores pueden estar interconectados por una o más redes de cualquier forma adecuada, incluyendo una red de área local o una red de área amplia, tal como una red empresarial o Internet. Tales redes pueden basarse en cualquier tecnología adecuada y pueden operar de acuerdo con cualquier protocolo adecuado y pueden incluir redes inalámbricas, redes cableadas o redes de fibra óptica.

Además, los diversos procedimientos descritos en el presente documento pueden codificarse como software que puede ejecutarse en uno o más procesadores que emplean cualquiera de una variedad de sistemas operativos o plataformas. Además, dicho software puede escribirse usando cualquiera de los diversos lenguajes adecuados de programación y/o herramientas de programación o de secuencia de instrucciones, y también puede compilarse como un código de lenguaje de máquina ejecutable o un código intermedio que se ejecuta en un marco de trabajo o una máquina virtual.

A este respecto, la invención puede realizarse como un medio de almacenamiento legible por ordenador (o múltiples medios legibles por ordenador) (por ejemplo, una memoria de ordenador, uno o más disquetes, discos compactos (CD), discos ópticos, discos de video digitales (DVD), cintas magnéticas, memorias flash, configuraciones de circuito en matrices de puertas programables en campo u otros dispositivos semiconductores, u otro medio de almacenamiento informático tangible) codificada con uno o más programas que, cuando se ejecutan en uno o más ordenadores u otros procesadores, realizan los procedimientos que implementan las diversas realizaciones de la invención tratadas anteriormente. Como es evidente a partir de los ejemplos anteriores, un medio de almacenamiento legible por ordenador puede retener información durante un tiempo suficiente para proporcionar instrucciones ejecutables por ordenador de una forma no transitoria. Un medio o medios de almacenamiento legible por ordenador de este tipo puede ser transportable, de tal manera que el programa o los programas almacenados en el mismo pueden cargarse en uno o más ordenadores diferentes u otros procesadores para implementar diversos aspectos de la presente invención como se ha tratado anteriormente. Como se usa en el presente documento, la expresión "medio de almacenamiento legible por ordenador" abarca solo un medio legible por ordenador que puede considerarse una fabricación (es decir, un artículo de fabricación) o una máquina. Alternativa o adicionalmente, la invención puede realizarse como un medio legible por ordenador que no sea un medio de almacenamiento legible por ordenador, tal como una señal de propagación.

- Los términos “programa” o “software” se usan en el presente documento en un sentido genérico para referirse a cualquier tipo de código informático o conjunto de instrucciones ejecutables por ordenador que pueden emplearse para programar un ordenador u otro procesador para implementar diversos aspectos de la presente invención como se ha tratado anteriormente. Adicionalmente, debería apreciarse que de acuerdo con un aspecto de esta realización, uno o más programas informáticos que cuando se ejecutan realizan los procedimientos de la presente invención no necesitan residir en un único ordenador o procesador, sino que pueden distribuirse de una forma modular entre un número de diferentes ordenadores o procesadores para implementar los diversos aspectos de la presente invención.
- Las instrucciones ejecutables por ordenador pueden estar en muchas formas, tales como módulos de programa, ejecutados por uno o más ordenadores u otros dispositivos. En general, los módulos del programa incluyen rutinas, programas, objetos, componentes, estructuras de datos, etc. que realizan tareas específicas o implementan tipos de datos abstractos específicos. Normalmente, la funcionalidad de los módulos de programa puede combinarse o distribuirse como se desee en diversas realizaciones.
- Además, las estructuras de datos pueden almacenarse en medios legibles por ordenador en cualquier forma adecuada. Para simplificar la ilustración, puede mostrarse que las estructuras de datos tienen campos que están relacionados a través de la localización en la estructura de datos. Tales relaciones también pueden lograrse asignando el almacenamiento para los campos con localizaciones en un medio legible por ordenador que transmite la relación entre los campos. Sin embargo, cualquier mecanismo adecuado puede usarse para establecer una relación entre la información en los campos de una estructura de datos, incluyendo a través del uso de punteros, marcas u otros mecanismos que establecen una relación entre los elementos de datos.
- Diversos aspectos de la presente invención pueden usarse solos, en combinación, o en una variedad de disposiciones no tratadas específicamente en las realizaciones descritas anteriormente y por lo tanto no está limitada en su aplicación a los detalles y a la disposición de los componentes expuestos en la descripción anterior o ilustrados en los dibujos. Por ejemplo, los aspectos descritos en una realización pueden combinarse de cualquier manera con los aspectos descritos en otras realizaciones.
- Además, la invención puede realizarse como un procedimiento, del que se ha proporcionado un ejemplo. Las acciones realizadas como parte del procedimiento pueden ordenarse de cualquier manera adecuada. Por consiguiente, pueden construirse realizaciones en las que las acciones se realizan en un orden diferente al ilustrado, que puede incluir realizar algunas acciones simultáneamente, aunque se muestren como acciones secuenciales en las realizaciones ilustrativas.
- El uso de términos ordinales tales como “primero”, “segundo”, “tercero”, etc., en las reivindicaciones para modificar un elemento de reivindicación no por sí mismo connota cualquier prioridad, precedencia, u orden de un elemento de reivindicación sobre otro o el orden temporal en el que se realizan las acciones de un procedimiento, sino que se usan simplemente como etiquetas para distinguir un elemento de reivindicación que tiene un nombre determinado de otro elemento que tiene el mismo nombre (pero para el uso del término ordinal) para distinguir los elementos de reivindicación.
- Además, la fraseología y la terminología usadas en el presente documento son con el fin de la descripción y no deberían considerarse como limitantes. El uso de “incluir”, “comprender”, “tener”, “contener”, “implicar” y las variaciones de los mismos en el presente documento, pretende abarcar los artículos enumerados a partir de entonces y sus equivalentes, así como los artículos adicionales.

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento para determinar las condiciones de las líneas (112) eléctricas en un sistema (100) de distribución de electricidad basándose en los datos (310, 312, 314) recogidos por una pluralidad de unidades (110A, 110B, 110C, 110D, 110E) de detección desplegadas en múltiples localizaciones y/o múltiples fases en el sistema de distribución de electricidad, comprendiendo el procedimiento las acciones de:
- 5 obtener datos (310, 312, 314) asociados con las mediciones recogidas por al menos dos unidades de detección en la pluralidad de unidades (110A, 110B, 110C, 110D, 110E) de detección;
determinar, usando al menos un procesador, al menos una condición de al menos una línea (112) eléctrica en el sistema (100) de distribución de electricidad usando los datos (310, 312, 314) obtenidos por las al menos dos unidades de detección,
10 en el que la al menos una condición afecta a múltiples líneas (112) eléctricas en una zona.
2. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que las al menos dos unidades de detección comprenden una primera unidad de detección y una segunda unidad de detección, y en el que:
- la acción de obtener los datos (310, 312, 314) comprende:
- 15 obtener los primeros datos (310) asociados con las mediciones recogidas por la primera unidad A de detección partir de un primer segmento de línea eléctrica, y
obtener los segundos datos (312) asociados con las mediciones recogidas por la segunda unidad A de detección partir de un segundo segmento de línea eléctrica, en el que el primer segmento de línea eléctrica es diferente del segundo segmento de línea eléctrica; y
- 20 la acción de determinar la al menos una condición comprende determinar la al menos una condición de la al menos una línea (112) eléctrica usando los primeros datos (310) y los segundos datos (312).
3. El procedimiento de la reivindicación 2, en el que la acción de determinar la al menos una condición de la al menos una línea (112) eléctrica comprende aplicar al menos una regla especificada por el usuario a los primeros datos (310) y a los segundos datos (312) usando un motor (330) de reglas.
- 25 4. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que determinar la al menos una condición comprende detectar una necesidad actual de mantenimiento de la al menos una línea (112) eléctrica y/o predecir la necesidad de un mantenimiento futuro de la al menos una línea eléctrica.
5. El procedimiento de la reivindicación 1, en el que determinar la al menos una condición comprende identificar una condición relacionada con el clima que afecta a las múltiples líneas (112) eléctricas en la zona.
- 30 6. El procedimiento de la reivindicación 5, en el que la acción de obtener datos (310, 312, 314) comprende obtener los datos asociados con las mediciones de al menos una propiedad de inercia de la al menos una línea (112) eléctrica recogidos por las al menos dos unidades de detección en la pluralidad de unidades (110A, 110B, 110C, 110D, 110E) de detección.
- 35 7. El procedimiento de la reivindicación 5, en el que identificar la condición relacionada con el clima que afecta a las múltiples líneas (112) eléctricas en la zona comprende determinar que el viento está afectando a las múltiples líneas eléctricas en una zona.
8. El procedimiento de la reivindicación 5, en el que identificar la condición relacionada con el clima que afecta a las múltiples líneas (112) eléctricas en la zona comprende determinar que la acumulación de nieve y/o hielo está afectando a las múltiples líneas eléctricas en la zona.
- 40 9. Un sistema para determinar las condiciones de las líneas (112) eléctricas en un sistema (100) de distribución de electricidad basándose en los datos (310, 312, 314) recogidos por una pluralidad de unidades (110A, 110B, 110C, 110D, 110E) de detección desplegadas en múltiples localizaciones y/o múltiples fases en el sistema de distribución de electricidad, comprendiendo el sistema:
- al menos un procesador programado para realizar:
- 45 la obtención de los datos (310, 312, 314) asociados con las mediciones recogidas por al menos dos unidades de detección en la pluralidad de unidades (110A, 110B, 110C, 110D, 110E) de detección;
la determinación, usando al menos un procesador, de al menos una condición de al menos una línea (112) eléctrica en el sistema (100) de distribución de electricidad usando los datos obtenidos por las al menos dos unidades de detección,
- 50 en el que la al menos una condición afecta a múltiples líneas (112) eléctricas en una zona.
10. El sistema de la reivindicación 9, en el que las al menos dos unidades de detección comprenden una primera unidad de detección y una segunda unidad de detección, y en el que:

la acción de obtener los datos (310, 312, 314) comprende:

- 5 obtener los primeros datos (310) asociados con las mediciones recogidas por la primera unidad de detección de un primer segmento de línea eléctrica, y
 obtener los segundos datos (312) asociados con las mediciones recogidas por la segunda unidad de detección de un segundo segmento de línea eléctrica, en el que el primer segmento de línea eléctrica es diferente del segundo segmento de línea eléctrica; y

la acción de determinar la al menos una condición comprende determinar la al menos una condición de la al menos una línea (112) eléctrica usando los primeros datos (310) y los segundos datos (312).

- 10 11. El sistema de la reivindicación 10, en el que la acción de determinar la al menos una condición de la al menos una línea (112) eléctrica comprende aplicar al menos una regla especificada por el usuario a los primeros datos (310) y a los segundos datos (312) usando un motor (330) de reglas.
12. El sistema de la reivindicación 9, en el que determinar la al menos una condición comprende identificar una condición relacionada con el clima que afecta a las múltiples líneas (112) eléctricas en la zona.
- 15 13. El sistema de la reivindicación 12, en el que la acción de obtener datos comprende obtener los datos (310, 312, 314) asociados con las mediciones de al menos una propiedad de inercia de la al menos una línea (112) eléctrica recogidos por las al menos dos unidades de detección en la pluralidad de unidades (110A, 110B, 110C, 110D, 110E) de detección.
- 20 14. El sistema de la reivindicación 12, en el que identificar la condición relacionada con el clima que afecta a las múltiples líneas (112) eléctricas en la zona comprende determinar que el viento, la acumulación de nieve y/o la acumulación de hielo están afectando a las múltiples líneas eléctricas en la zona.
15. Al menos un medio de almacenamiento legible por ordenador tangible que almacena instrucciones ejecutables por procesador que, cuando se ejecutan por al menos un procesador, hacen que el al menos un procesador realice un procedimiento de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 8.

100

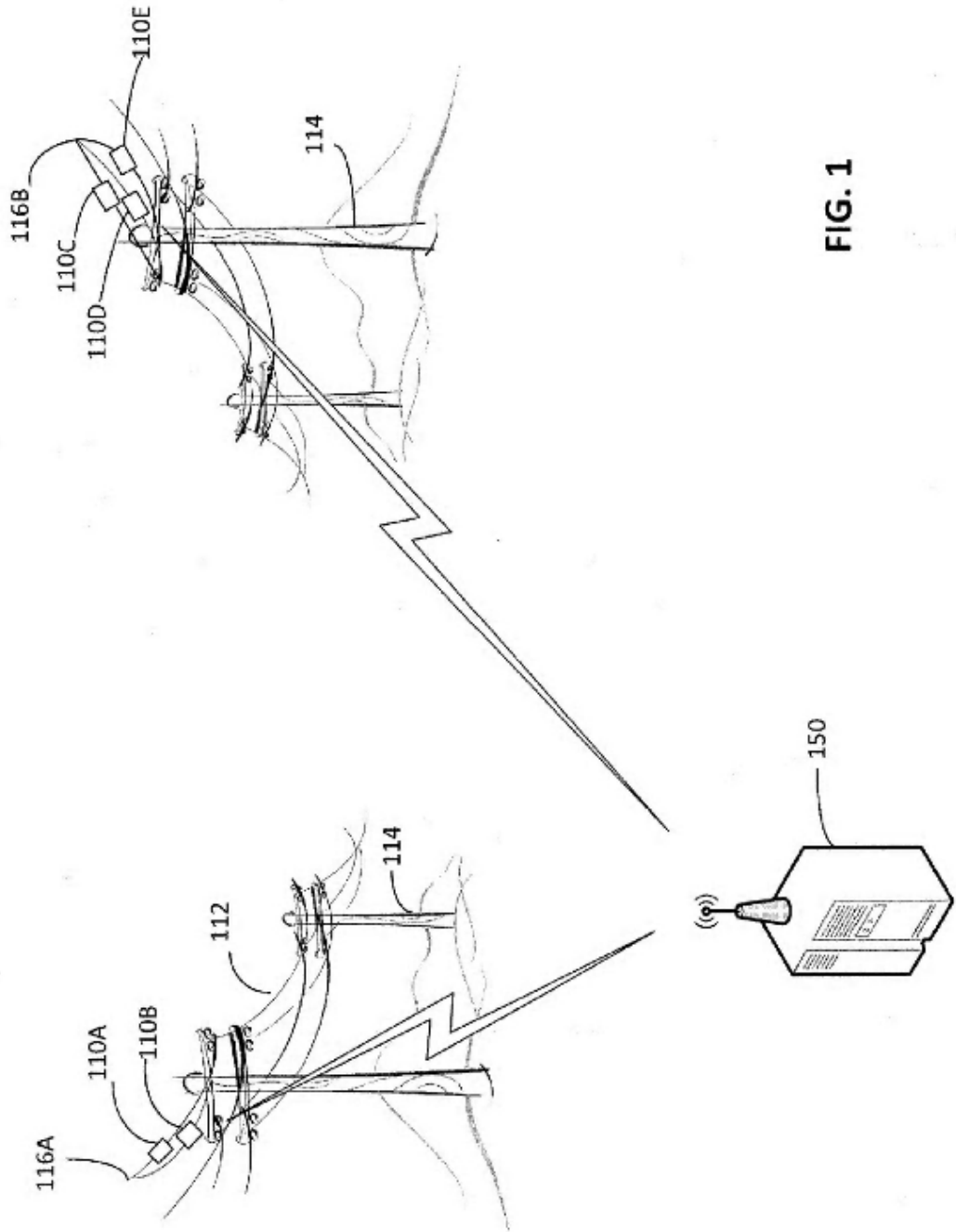


FIG. 1

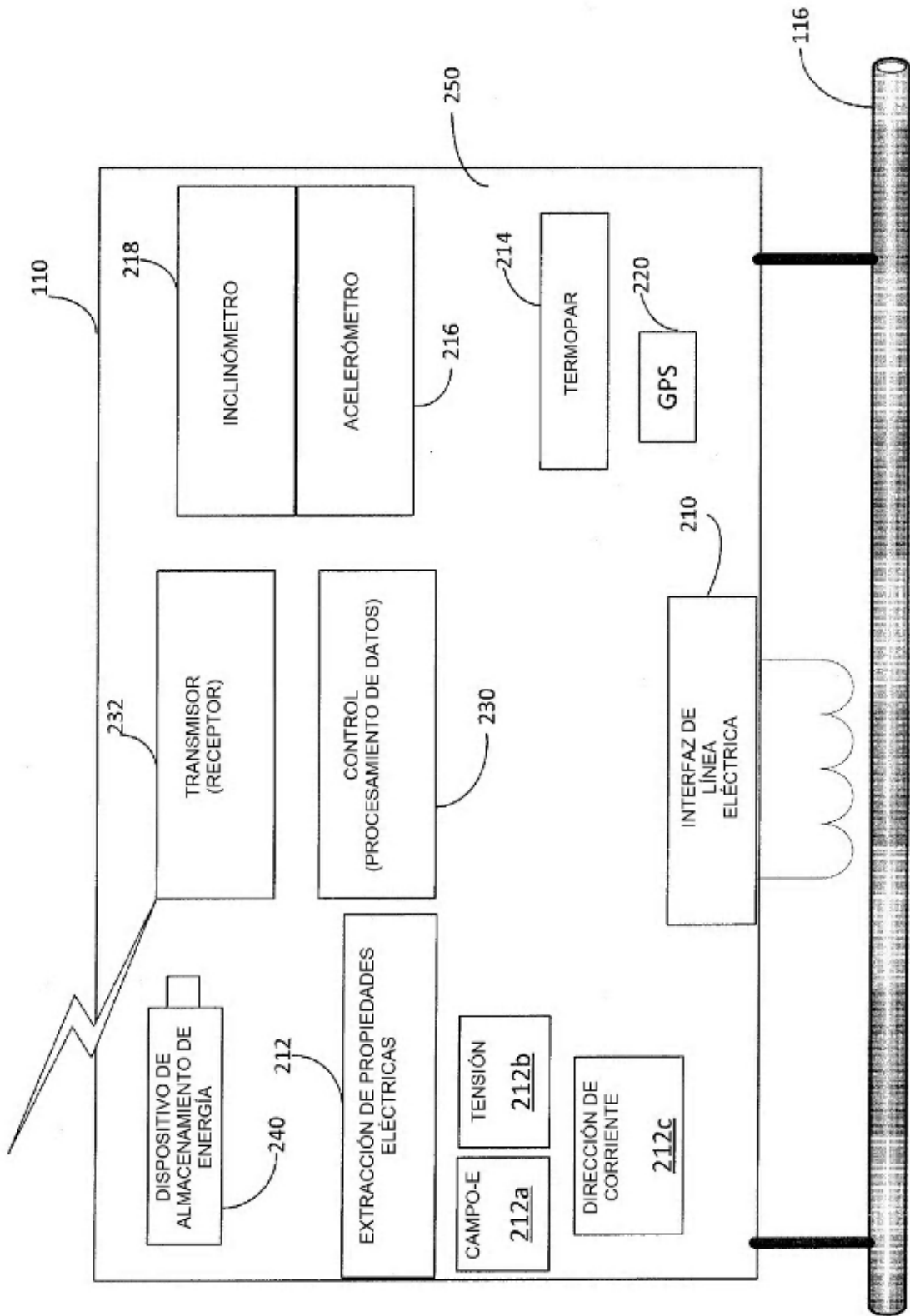


FIG. 2

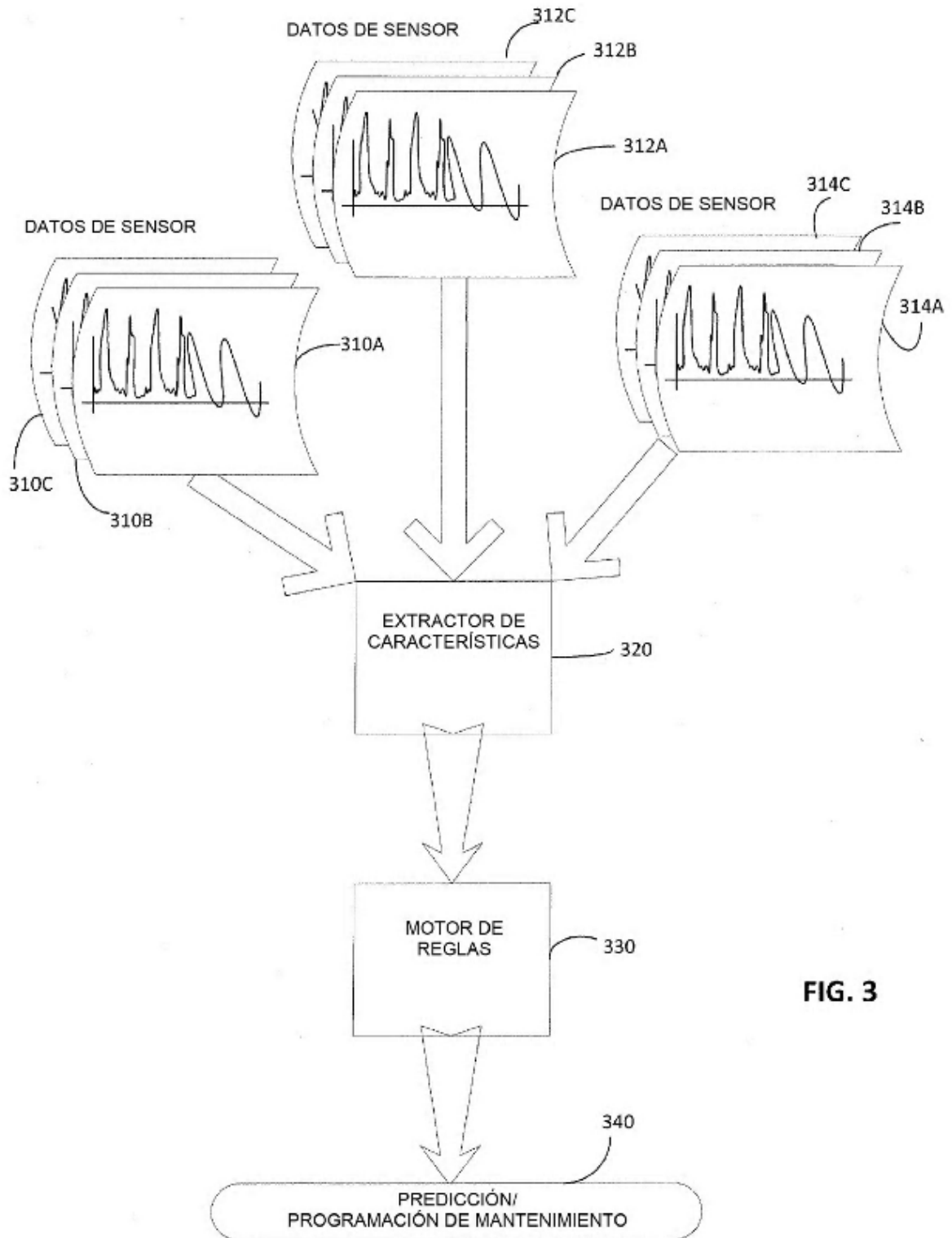


FIG. 3

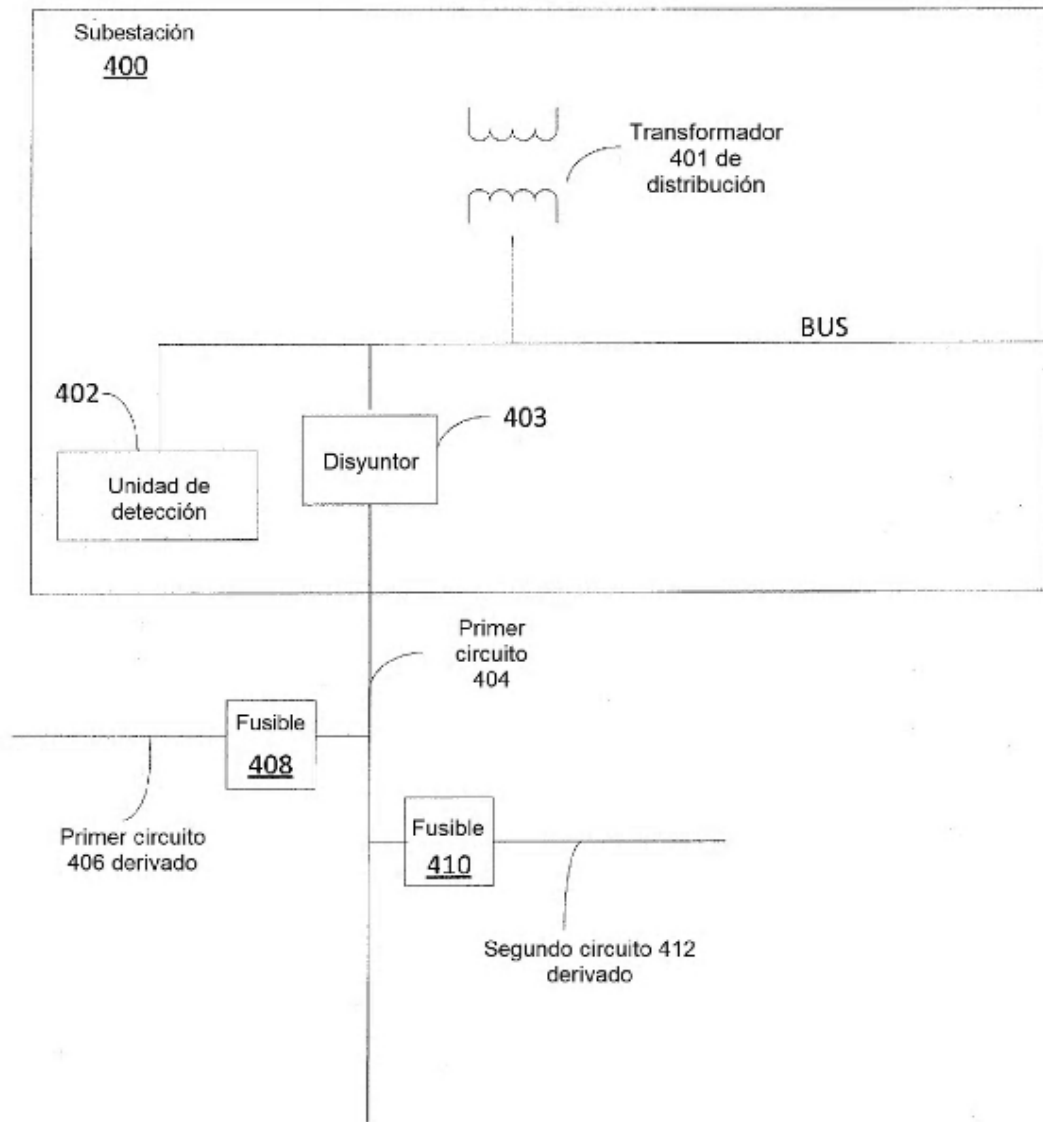


FIG. 4A
(Técnica Anterior)

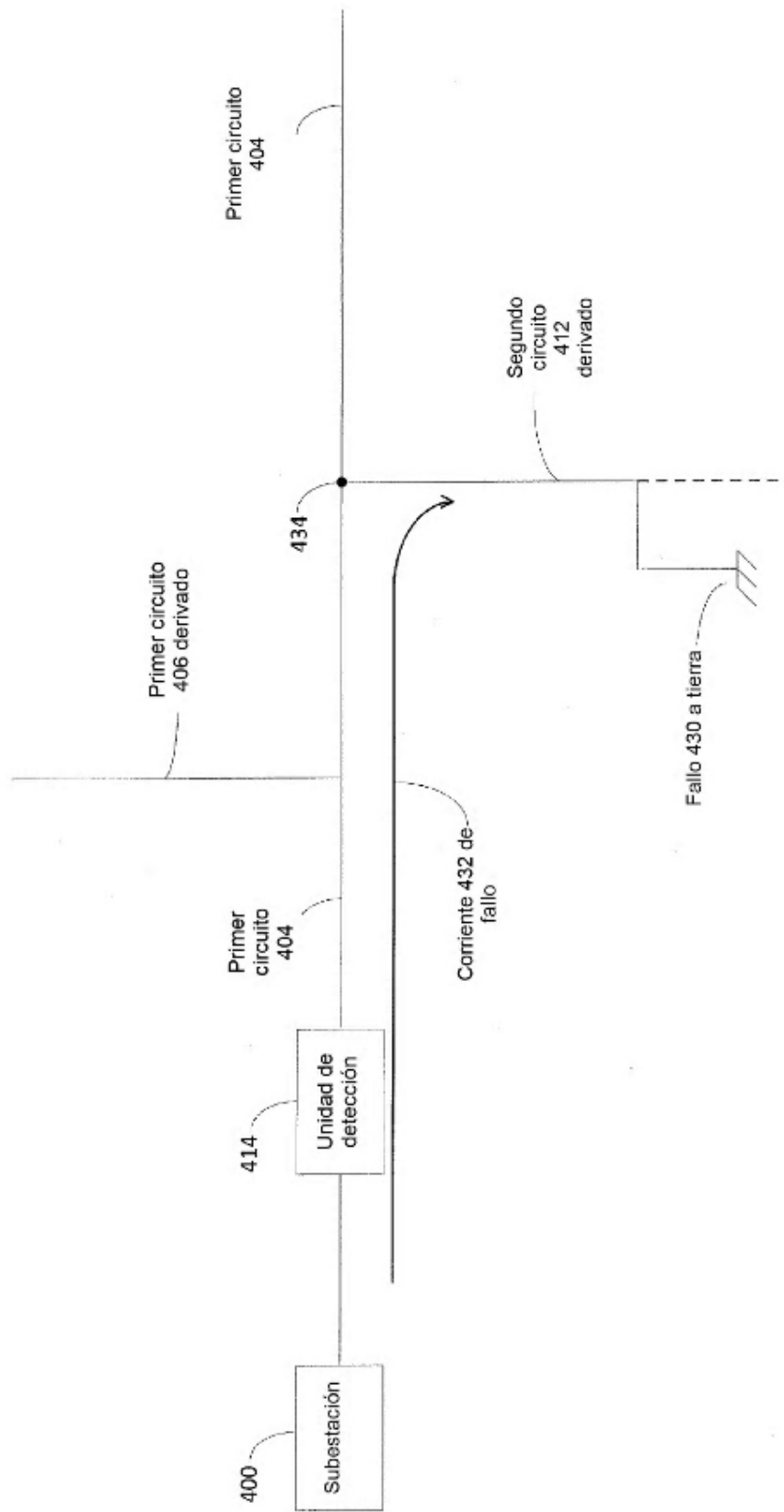


FIG. 4B
(Técnica Anterior)

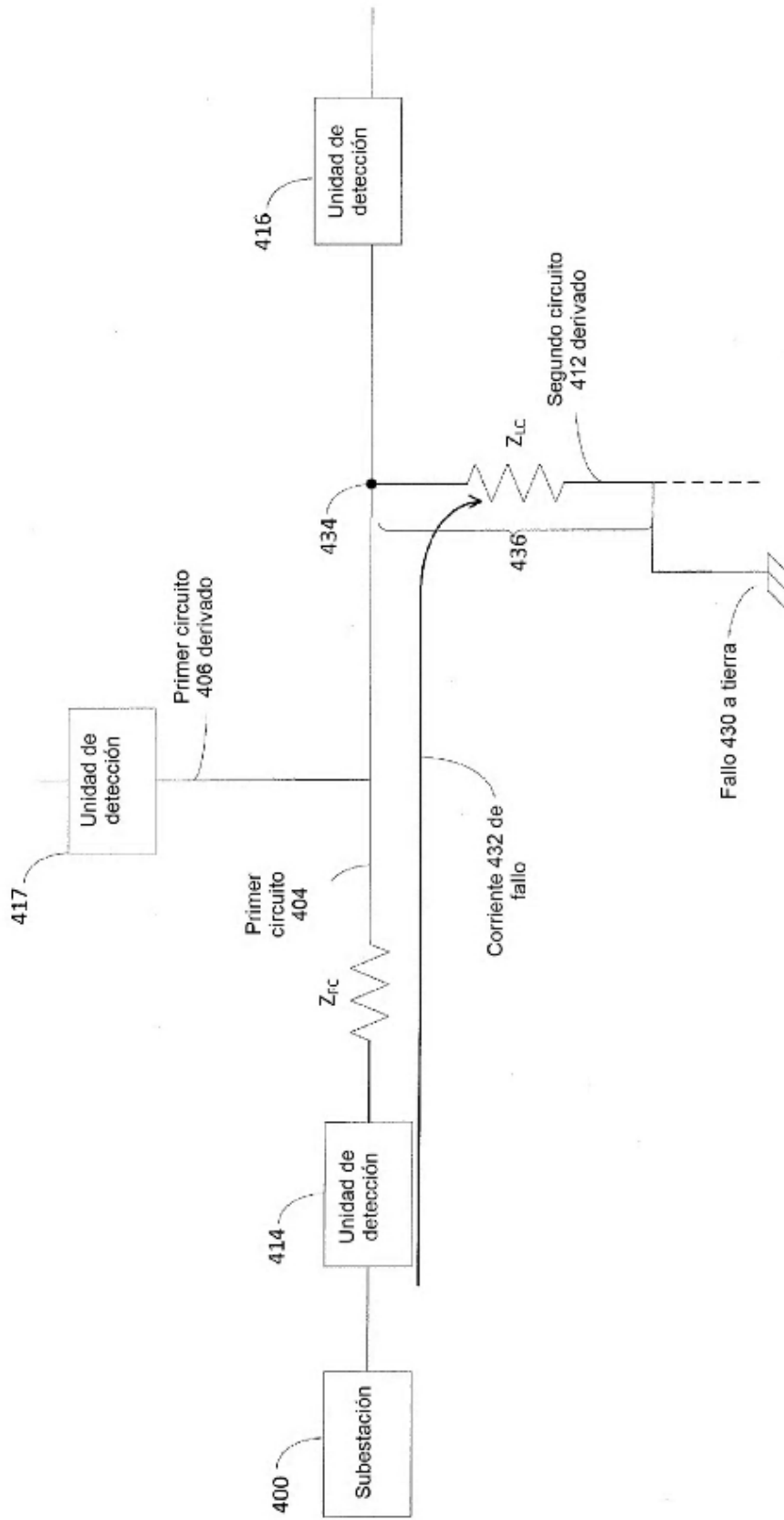


FIG. 4C

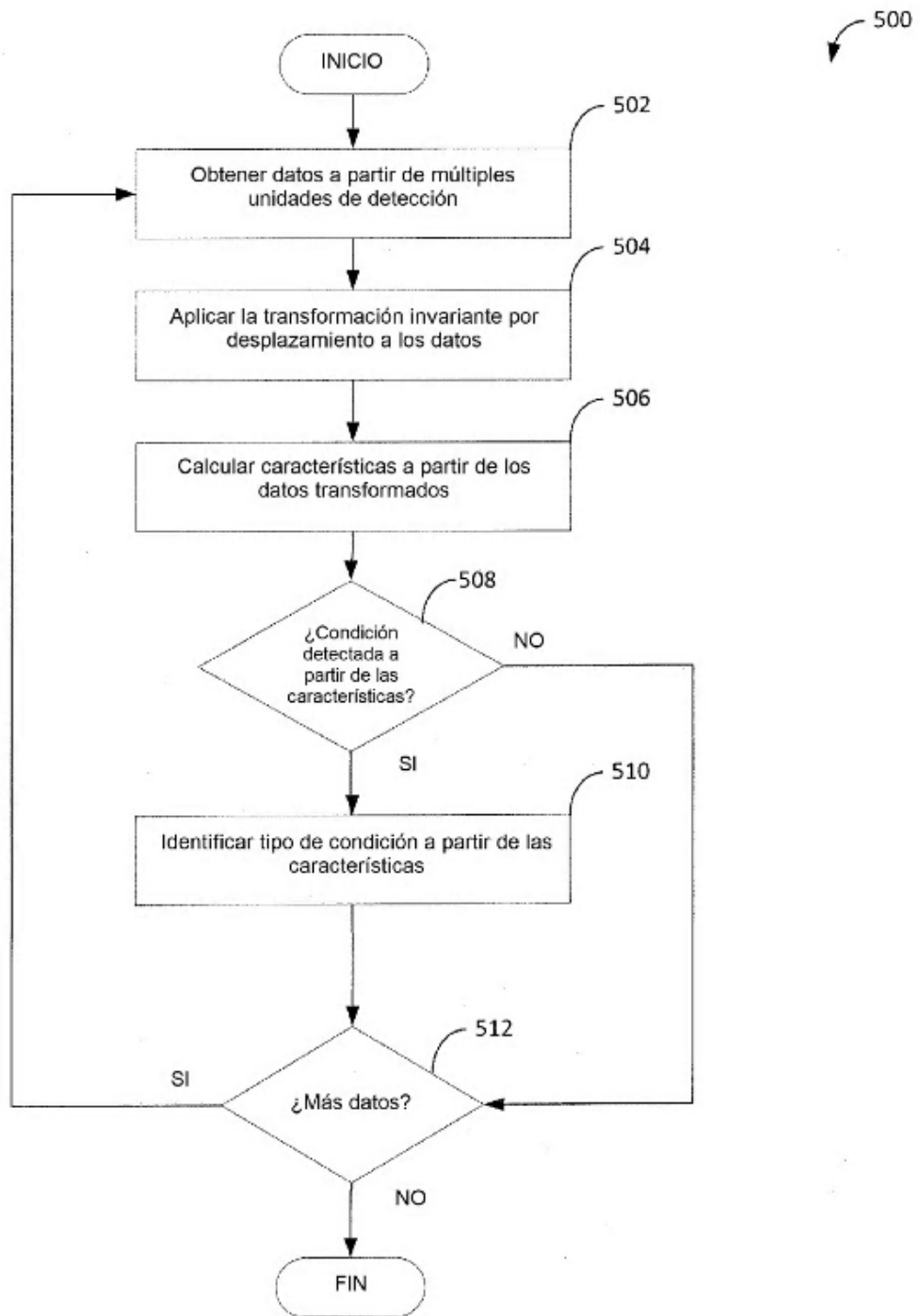


FIG. 5

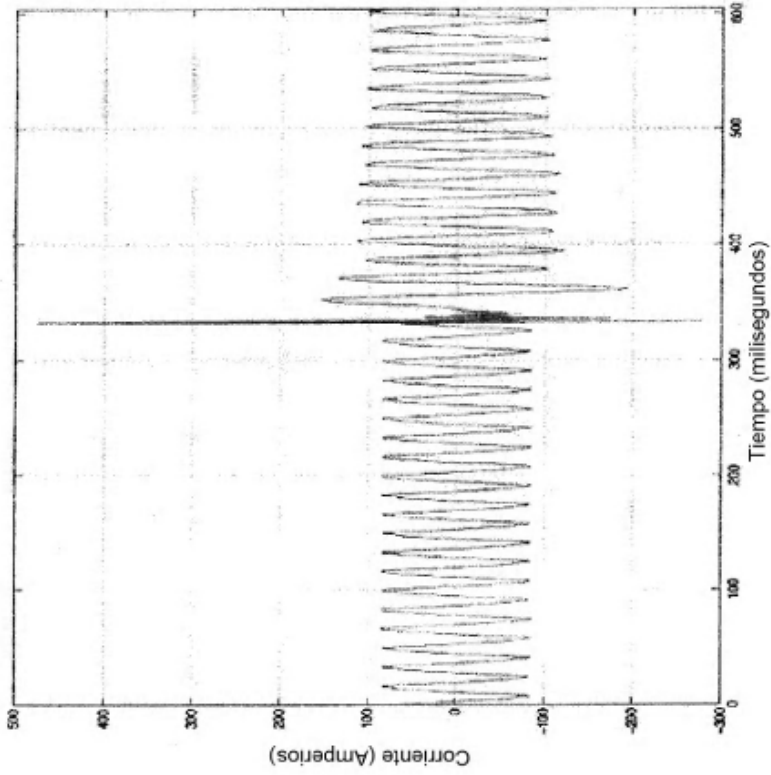


FIG. 6A

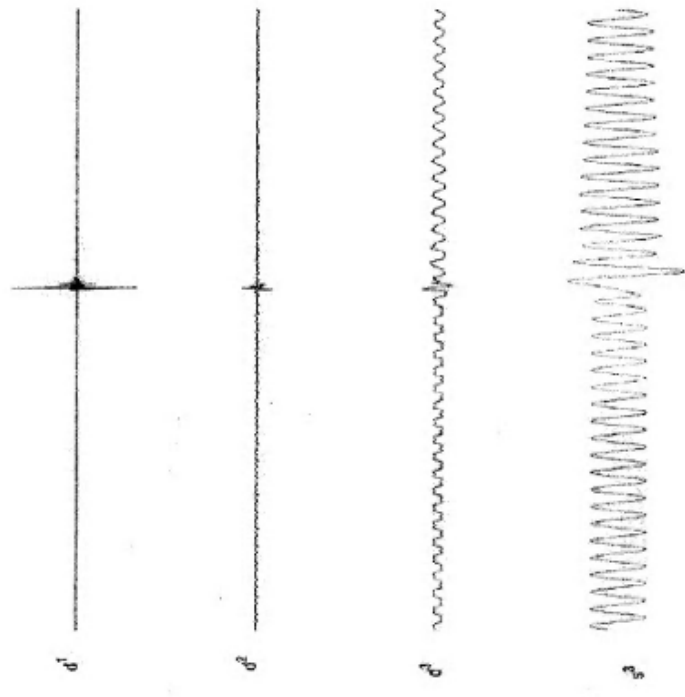


FIG. 6B

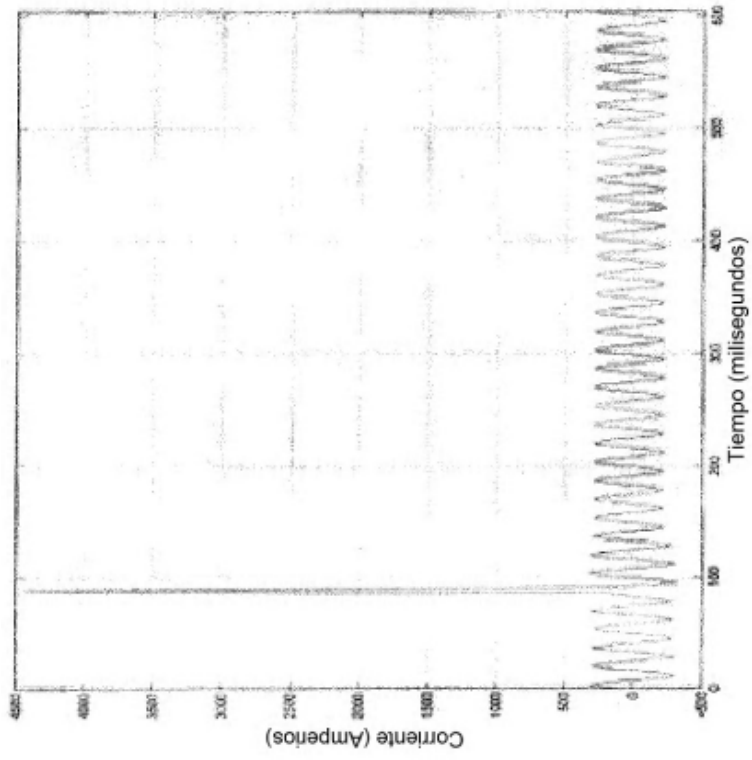


FIG. 6C

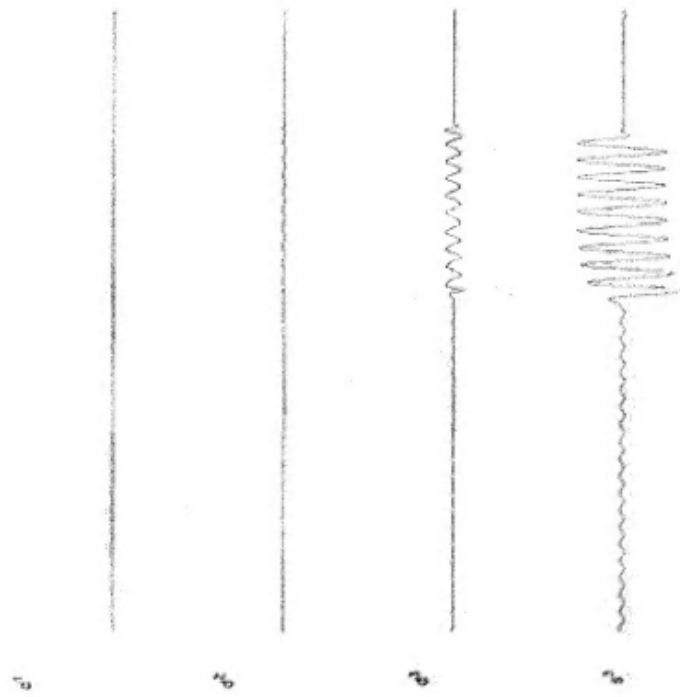


FIG. 6D

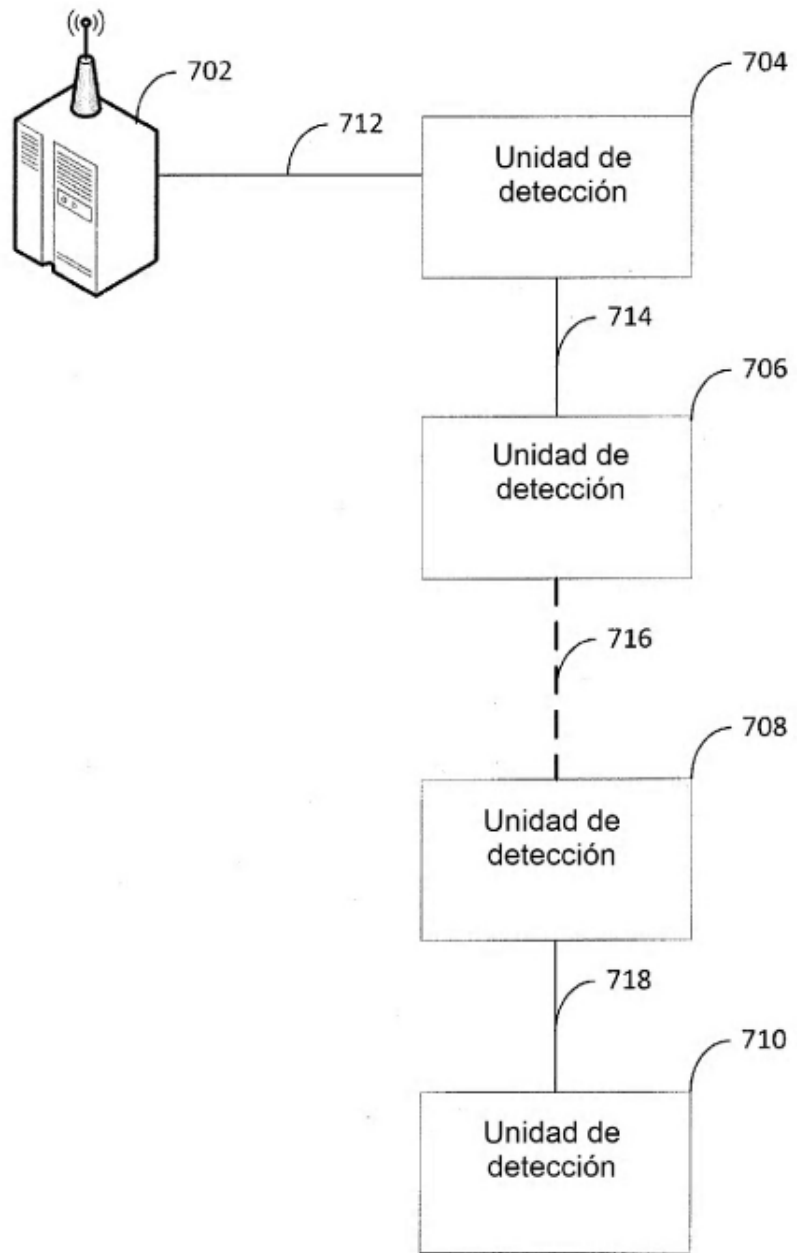
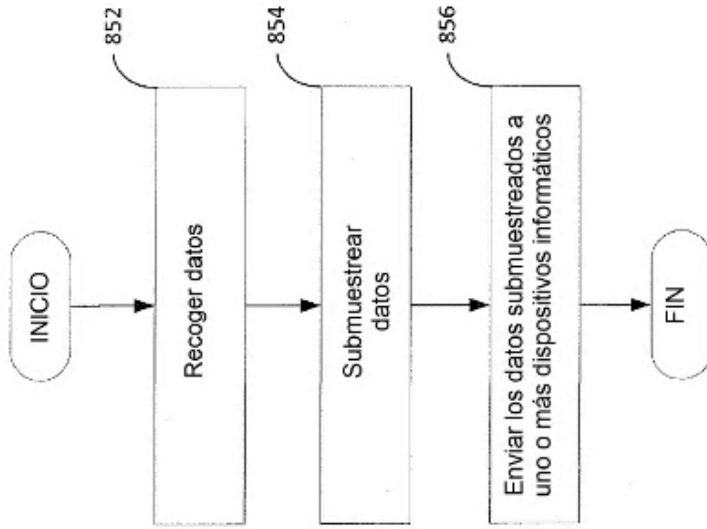


FIG. 7

850



800

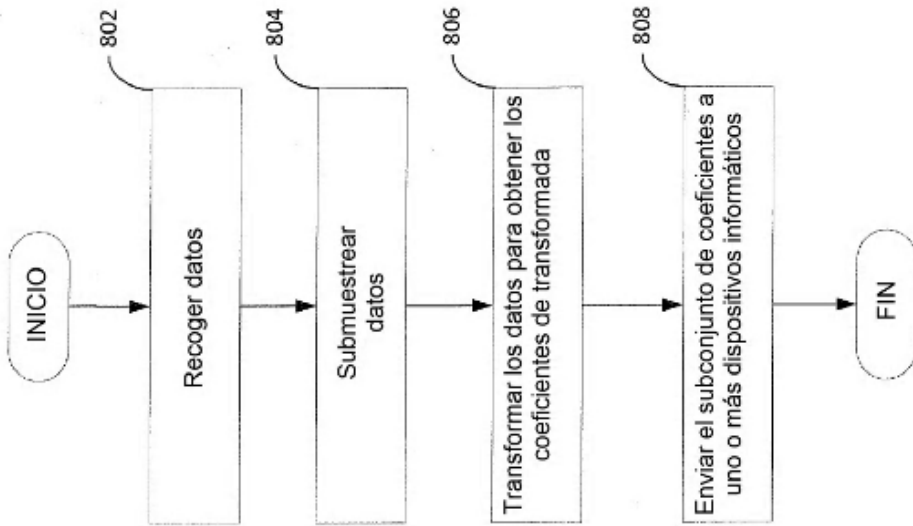


FIG. 8B

FIG. 8A

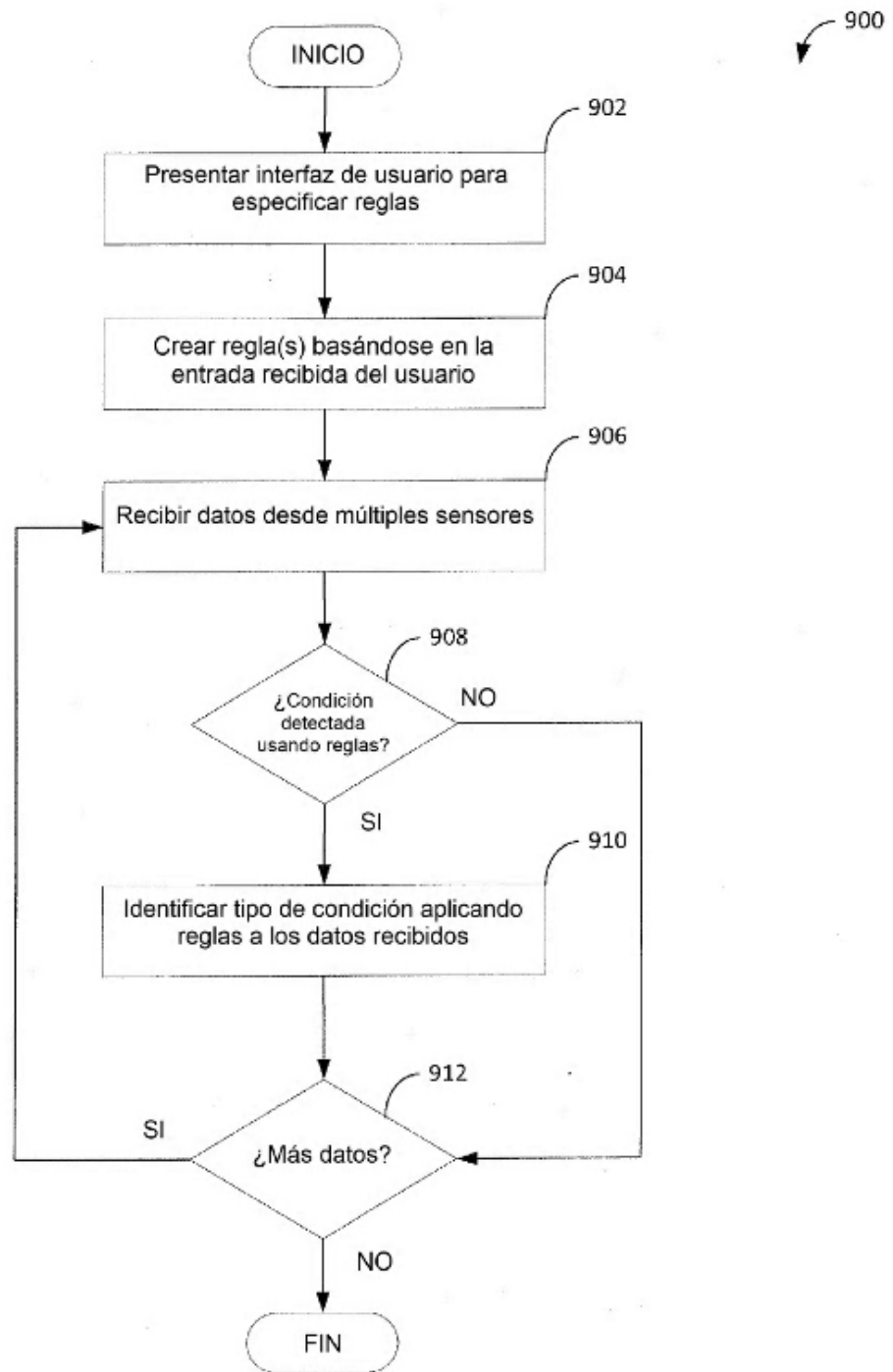


FIG. 9

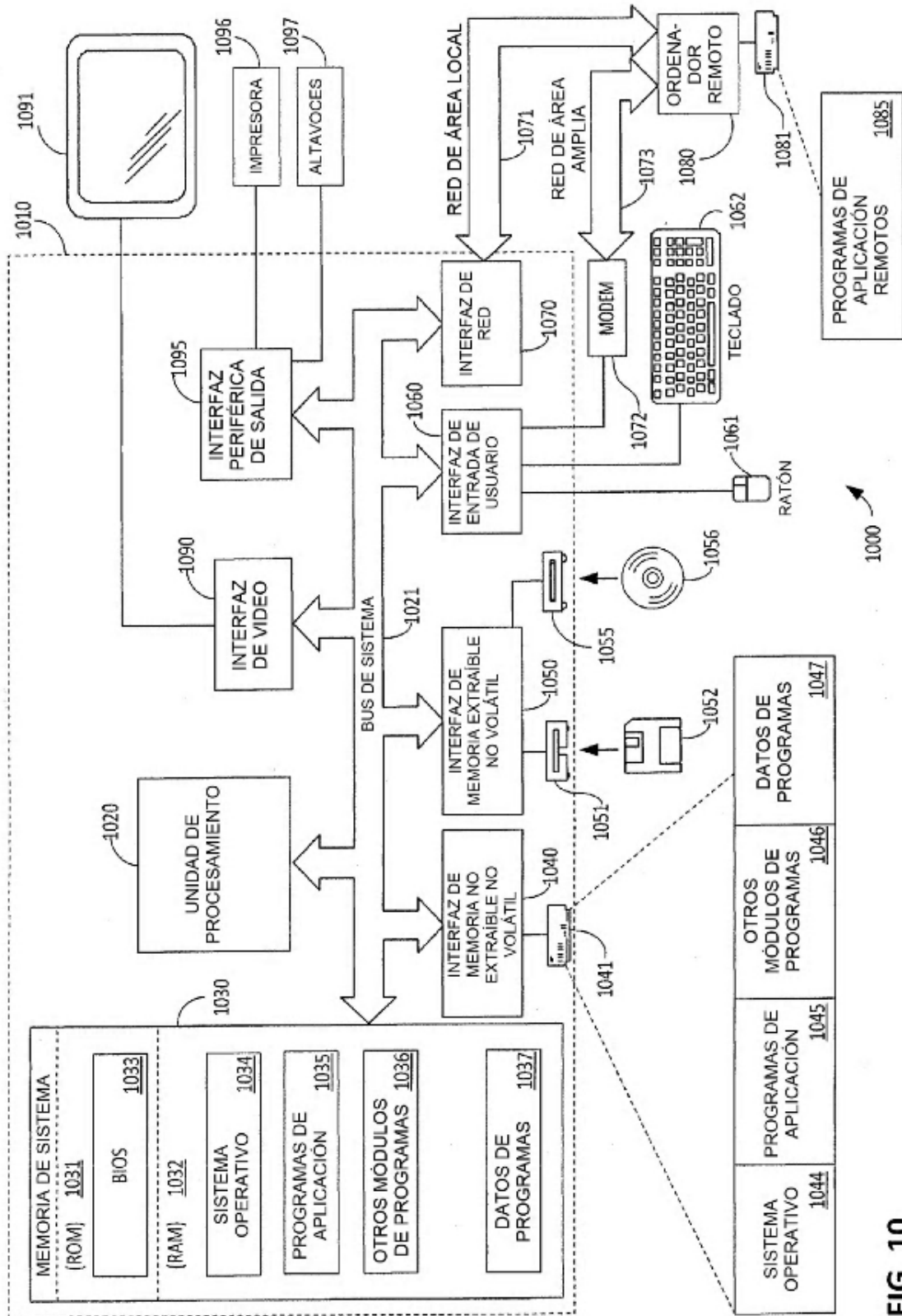


FIG. 10

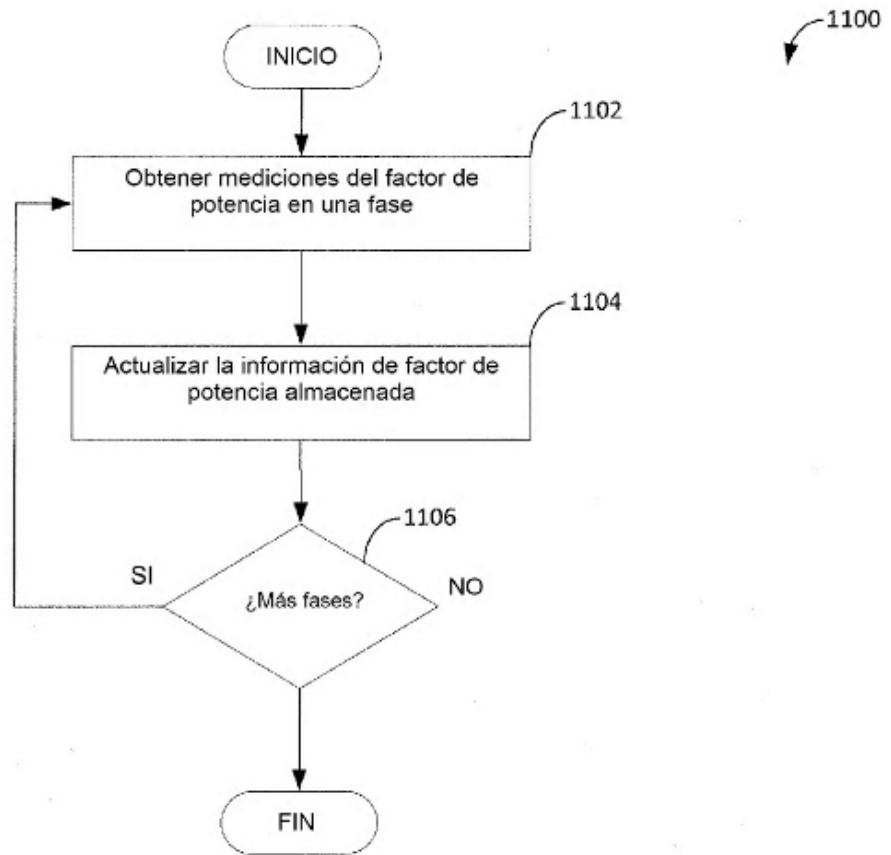


FIG. 11A

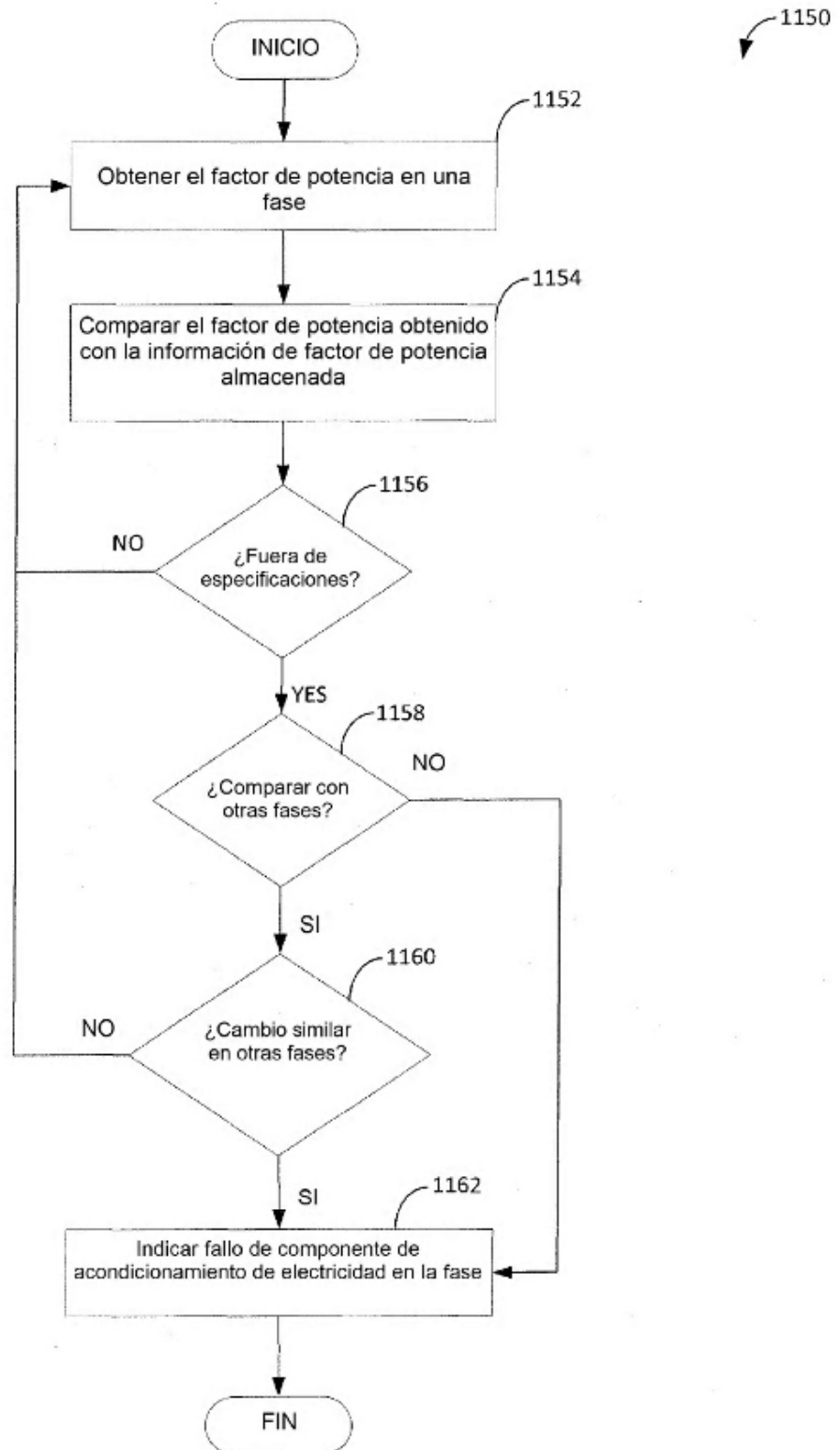


FIG. 11B