

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 538 455**

51 Int. Cl.:

H02H 9/08 (2006.01)

H02H 3/17 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **26.01.2007** **E 07704751 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **04.03.2015** **EP 2128951**

54 Título: **Sistema electrónico activo de puesta a tierra para su uso en redes de distribución de alta tensión**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
22.06.2015

73 Titular/es:

**ORMAZABAL PROTECTION & AUTOMATION,
S.L. (50.0%)
Barrio Basauntz, 2
48140 Igorre, Bizkaia, ES y
IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.
(50.0%)**

72 Inventor/es:

**PAZOS FILGUEIRA, FRANCISCO JOSÉ y
AMEZUA AYARZA, AITOR**

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 538 455 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

Sistema electrónico activo de puesta a tierra para su uso en redes de distribución de alta tensión.

Campo de la invención

5 La presente invención se refiere a un sistema electrónico activo de puesta a tierra de una red de distribución que se puede conectar en serie con un neutro, que puede ser tanto el neutro de los transformadores de potencia de subestaciones eléctricas, o bien un neutro creado a partir de elementos auxiliares, cuya finalidad es la de extinguir faltas monofásicas transitorias a tierra, así como detectar y localizar faltas monofásicas a tierra, tanto transitorias como permanentes, en sistemas de distribución de energía eléctrica de alta tensión.

Antecedentes de la invención

10 Es un hecho suficientemente contrastado que uno de los índices que mide el nivel de desarrollo de un país es la energía que éste consume. De igual manera es sencillo suponer que, a medida que la demanda energética de un país crece, la infraestructura eléctrica de generación, transporte y distribución se hace más compleja y difícil de gobernar, complicando el control y las posibles soluciones de las incidencias y cortes de suministro, y por tanto multiplicando las opciones para su resolución.

15 Los cortes e interrupciones de suministro tienen un efecto negativo sobre la forma en la que el usuario final percibe la calidad de la energía que se le suministra. Por ello, a las compañías eléctricas se les exige un suministro de dicha energía con un alto nivel de calidad que permita asegurar un funcionamiento sin fallos de los equipos de alta tecnología. Dentro de las diferentes causas de interrupción del suministro eléctrico, los fallos eléctricos ocupan un lugar muy destacado. Según datos estadísticos de las compañías eléctricas, la mayoría de los fallos que se producen en los sistemas de potencia son fallos monofásicos a tierra, debido a diferentes causas: contactos de árboles y pájaros sobre las líneas, fallos en los aislamientos, rotura de conductores, contaminación proveniente de actividades industriales o depósitos salinos en áreas costeras, actos vandálicos, etc.

25 Consecuentemente, uno de los aspectos más importantes para fortalecer el sistema de energía frente a fallos monofásicos a tierra es la existencia de una correcta sintonía entre la puesta a tierra del neutro del transformador (puesta a tierra de servicio) y los diferentes dispositivos y la metodología empleados para la protección, detección y localización de fallos eléctricos monofásicos. En primer lugar, en lo que se refiere a la seguridad de las instalaciones, el tratamiento del neutro no tiene influencia sobre las tensiones y corrientes de servicio en las redes con una estructura y carga simétricas (equilibradas). Sin embargo, en caso de fallos de puesta a tierra, el comportamiento de la red está influenciado esencialmente por el tratamiento del neutro, debiendo ser tenidas en cuenta las corrientes de fallo, las sobretensiones y las tensiones de servicio requeridas por los equipamientos y las dimensiones de las mismas. Las corrientes a tierra, por una parte, influyen en los sistemas vecinos (redes de comunicaciones, redes de distribución de gas y agua...) y, por otra parte suponen una elevación del potencial de tierra, lo que puede representar un peligro para las personas.

30 Las exigencias técnicas del tratamiento del neutro se pueden dividir en exigencias dependientes de la corriente y en exigencias técnicas dependientes de la tensión.

Exigencias dependientes de la corriente son:

- Bajas corrientes
- Pequeños efectos de los arcos eléctricos con, eventualmente, una extinción automática del arco.
- Pequeñas influencias sobre las otras redes, por ejemplo, sobre las líneas férreas y las líneas de telecomunicación, redes de distribución de gas y agua.
- Bajas tensiones de paso y contacto en el punto de fallo.

Exigencias dependientes de la tensión son:

- Bajo incremento de las tensiones de servicio sobre los conductores sanos.
- Utilización de pararrayos con una tensión nominal más baja.
- Evitar los fallos consecutivos mediante un aislamiento perfecto de las fases.
- Evitar las sobretensiones posteriores al cebado y extinción del arco eléctrico y a las maniobras de conexión.
- Evitar las tensiones desplazadas en el servicio sin fallos incluso por los conductores múltiples.

- Evitar las ferro-resonancias después de la eliminación del fallo de puesta a tierra y durante las maniobras de conexión.

Además de las exigencias anteriores, importantes desde el punto de vista de las compañías eléctricas, desde el punto de vista del usuario habría que tener en cuenta aspectos como:

- 5
- Fuente de alimentación sin interrupción a cada consumidor
 - Compatibilidad con la fuente de alimentación a los procesos industriales

Según el nivel de tensión, la estructura de la red y también su tasa de fallos, todas estas exigencias no se pueden realizar totalmente.

10 El tratamiento del neutro de los transformadores de las subestaciones de distribución tiene gran influencia en la explotación de la red, los criterios de protección de las redes y, por lo tanto, en la calidad del suministro. Dicho tratamiento del neutro es un tema sujeto a continuas investigaciones con el fin de satisfacer lo más posible los requerimientos de los sistemas modernos. Debido a aspectos técnicos y legales, el método de puesta a tierra ha evolucionado de forma diferente en los distintos países.

15 Las diferentes tecnologías básicas aplicadas al método de puesta a tierra del neutro se pueden resumir en las tres siguientes tecnologías:

- *Puesta a tierra a través de una impedancia:* A la impedancia homopolar así insertada se le puede dar un valor tal que limite a valores predeterminados la corriente de cortocircuito, la caída de tensión en línea y las sobretensiones en las fases sanas. Para ello, se utilizan diversos grados de puesta a tierra, desde el rígidamente, o efectivamente, puesto a tierra hasta el de alta impedancia.
- 20 • *Puesta a tierra aislada:* Es un sistema sin conexión intencionada a tierra, excepto a través de indicadores de tensión, dispositivos de medición u otros equipos de muy alta impedancia. Aunque se llama aislado, este sistema está en realidad acoplado con tierra a través de la capacidad distribuida de sus devanados de fase y conductores. En condiciones normales, el neutro de un sistema aislado con cargas equilibradas estará próximo al potencial de tierra, manteniéndose así la capacidad equilibrada entre cada conductor de fase y tierra.
- 25 • *Puesta a tierra compensada o resonante:* Un sistema puesto a tierra en forma resonante es aquel en el cual la corriente de fallo capacitiva originada por las admitancias que existen entre el sistema y tierra se neutraliza o compensa mediante una corriente inductiva de igual valor. Esta corriente inductiva se genera mediante una reactancia denominada bobina de compensación o bobina de extinción del arco o neutralizador de fallo de puesta a tierra o bobina Petersen. Este tipo de reactancias incorpora, en algunos casos, un motor o un mando manual que permite ajustar su valor en función de las necesidades de explotación de la red.
- 30

35 El procedimiento de puesta a tierra compensado parte de la premisa de que, cuando la corriente de fallo es de un valor suficientemente bajo, existe una alta probabilidad de que, en caso de que sea transitoria, se produzca la auto-extinción de la misma. Partiendo de esa base, la principal ventaja de este tipo de puestas a tierra radica en la disminución de la circulación de corriente en los fallos monofásicos a tierra, de forma que el fallo pueda llegar a extinguirse sin interrupción del suministro eléctrico, siempre que no sea permanente.

40 Actualmente el dispositivo para la puesta a tierra compensada que se utiliza es la bobina Petersen, pudiendo citar en este sentido la solución definida en la patente DE-304823-A, que constituye una solución basada en un componente pasivo.

A partir de esta solución se han ideado diferentes alternativas que, utilizando la misma idea de conexión a tierra mediante una inductancia, han tratado de mejorar alguna de las características de la mencionada solución, sobre todo en lo relativo a la afinación de la bobina.

45 Una de las alternativas utiliza una inductancia ajustable, posibilitando su afinación (con un rango limitado) en función de los cambios de topología de la red mediante un mando manual o un motor que, actuando sobre el núcleo magnético, permite la modificación del valor de la inductancia.

50 Otra de las mejoras para la afinación de la bobina Petersen se obtiene a partir de la aplicación del cálculo definido en la patente DE-10307668-B3, en la cual, provocando la circulación de dos corrientes simultáneas con dos frecuencias diferentes por el neutro, se obtienen unos valores de corrientes y tensiones que permiten calcular la capacidad de la red en la que está instalada la bobina y, por tanto, afinar la inductancia puesta a tierra en función de la misma, es decir, se utiliza la inyección de corriente en la red con objeto de tener mediciones que permitan

afinar un elemento pasivo (bobina Petersen) que será el encargado de extinguir los fallos del sistema.

En cualquier caso, todas las soluciones planteadas hasta ahora proponen modificaciones de control en torno a un sistema pasivo, que no alteran el principio de funcionamiento de la bobina Petersen para la extinción de fallos monofásicos transitorios del sistema eléctrico.

- 5 Una bobina, como sistema pasivo, provoca una circulación de corriente de neutro obligada en función de la impedancia que esté presente y de la tensión que aparezca en sus bornes como consecuencia de un fallo de puesta a tierra o un desequilibrio entre las fases. Por tanto, un sistema pasivo no tiene capacidad alguna para variar la circulación de la corriente de neutro a voluntad, sino que queda impuesta por la propia red y su situación.

10 En otras palabras, los principales inconvenientes que conlleva la utilización de un sistema pasivo se pueden resumir en:

- Circulación de corriente en el neutro y en el fallo dependiente de la tensión de neutro que aparezca en el sistema.
- No es posible controlar la corriente de neutro de la red ni en módulo, ni en ángulo, ni en componentes de la frecuencia.
- 15 - No permite controlar la sobretensión que se genera en el neutro del sistema.

Además, su utilización implica una limitación a la hora de realizar una serie de funciones:

- Dificultad en la localización de la avería o fallo.
- Debido a que la compensación se realiza a través de una impedancia en el neutro que no permite ser afinada en función de los desequilibrios de cada fase, se imponen mayores requerimientos de simetría en las capacidades fase-tierra.
- 20 • Los fallos de alta impedancia son difíciles de detectar debido a la poca corriente que circula a través del fallo cuando la puesta a tierra del sistema es compensada.
- Una rápida extinción del fallo, en caso de que éste sea transitorio, limita las posibilidades de detección y localización del mismo, de forma que una vez extinguido no será ya posible obtener ninguna información más con relación al mismo.
- 25

Descripción de la invención

La invención se refiere a un sistema electrónico activo de puesta a tierra en redes de distribución de alta tensión de acuerdo a la reivindicación 1. Las realizaciones preferidas del sistema se describen en las reivindicaciones dependientes.

- 30 La presente invención resuelve el problema técnico planteado en lo anterior mediante el sistema electrónico activo de puesta a tierra definido en la reivindicación 1.

Es un objetivo esencial de esta invención proporcionar un sistema activo de puesta a tierra que actúa sobre la circulación de corriente en el mismo, controlándolo en todo momento. Este control permite, por tanto, obtener la corriente homopolar deseada en el momento deseado, característica que aprovecha el sistema para desarrollar una serie de funciones. Además, al contrario de lo que ocurre en los sistemas pasivos, no es la propia red, ni el desequilibrio que pueda existir en la misma ni el fallo provocado junto con las impedancias de puesta a tierra, los que imponen la corriente que fluye a través del neutro, sino que es el propio sistema de puesta a tierra el que la define. Esta definición incluye la elección tanto del módulo como del ángulo, así como de las componentes de frecuencia.

40 Es otro objeto de la presente invención proporcionar un sistema electrónico de puesta a tierra activa que controla la corriente que fluye a través de la puesta a tierra, consiguiendo extinguir fallos monofásicos a tierra transitorios en la red mediante la inyección de corriente de frecuencia de red f_0 (de 50 Hz o 60 Hz) y, para fallos monofásicos a tierra, tanto transitorios como permanentes, identificar la línea en fallo y la fase en fallo, detectar fallos de alta impedancia y localizar los fallos, mediante la adecuada elección de la inyección de los componentes de frecuencia, que permite obtener mediciones de mayor precisión y más estables sobre las magnitudes de red.

45 De esta forma, el sistema de la invención permite obtener una tensión de neutro controlada durante el tiempo que requiera el usuario y ayudar así al mantenimiento correctivo y permitir el mantenimiento preventivo y predictivo de líneas aéreas y cables de distribución eléctrica en alta tensión, mediante la comprobación del aislamiento del sistema eléctrico.

La invención se refiere a un sistema electrónico de puesta a tierra que es conectable en serie con un neutro y con la puesta a tierra de un transformador de potencia en cualquiera de sus posibles configuraciones (estrella del transformador, estrella de un transformador separado de puesta a tierra, estrella de un transformador creador de neutro (zig-zag, Ynd...)) o impedancia de puesta a tierra, resistencia o reactancia, así como una combinación) que

- 5 alimenta una o más líneas en una red de distribución de alta tensión. De acuerdo a un primer aspecto de la invención, es un sistema electrónico activo de puesta a tierra, configurado para actuar sobre una corriente que fluye a través de dicha puesta a tierra, para lo cual comprende:
- medios para inyectar en dicha puesta a tierra una corriente que esté controlada en todo momento en amplitud, fase y componentes de frecuencia.

10 Dichos medios para inyectar una corriente controlada comprenden:

- al menos un elemento de captación de tensión y al menos un elemento de captación de corriente, estando conectados dichos elementos de captación de tensión y corriente para obtener una o más de las siguientes mediciones:
 - $\overline{V_N}$: tensión de neutro medida como caída de tensión entre el neutro y tierra de la red, cuyo
 - 15 componente de frecuencia, a frecuencia f , es $\overline{V_N^f}$;
 - $\overline{I_N}$: corriente de neutro medida directamente en el neutro de la red, cuyo componente de frecuencia, a frecuencia f , es $\overline{I_N^f}$;
 - $\overline{I_{OL}}$: corriente homopolar de cada línea de la red medida en cada una de las mismas, cuyo componente de frecuencia, a frecuencia f , es $\overline{I_{OL}^f}$; y
 - 20 - $\overline{U_{ref}}$: magnitud de referencia que corresponde a la medición de una tensión compuesta de la citada red;

comprendiendo además el sistema:

- al menos un sistema de protección y control que recibe las magnitudes captadas $\overline{V_N}$, $\overline{I_N}$, $\overline{I_{OL}}$, $\overline{U_{ref}}$ de dicho al menos un elemento de captación de tensión y de dicho al menos un elemento de captación de corriente, y que está configurado para calcular un valor de dicha corriente a inyectar según para qué función, dentro de un grupo de funciones pre-establecidas, esté configurado el sistema,
- y al menos un elemento convertidor electrónico cuya salida está conectada en serie con dicho neutro, que está configurado para generar dicha corriente a inyectar, cuyo valor es calculado por el sistema de protección y control, donde dicho convertidor electrónico está configurado para inyectar una corriente cuya frecuencia está entre 5 y f_0 Hz, y cuyo valor es menor que el 20% de la corriente capacitiva de la red y, con tal corriente, la impedancia capacitiva total equivalente de la red en el componente f de frecuencia, X_C^f , y luego en f_0 , $X_C^{f_0}$, se calcula como

$$X_C^f = \frac{V_N^f}{I_N^f} \cdot \text{sen} \left(\Phi_{V_N^f} - \Phi_{I_N^f} \right)$$

$$\Rightarrow X_C^{f_0} = \frac{f}{f_0} \cdot \left(X_C^f - X_{PAT}^{f_0} \cdot \frac{f}{f_0} \right)$$

donde

35 X_{PAT}^f es la impedancia inductiva total equivalente del neutro de la red del componente f de frecuencia

$\Phi_{V_N^f}$ es el ángulo de la tensión del neutro del componente f de frecuencia

$\Phi_{I_N^f}$ es el ángulo de la corriente del neutro del componente f de frecuencia.

5 El sistema activo de puesta a tierra puede comprender un sistema de alimentación que proporciona a dicho convertidor electrónico tensión y corriente para que dicho convertidor electrónico entregue una potencia predeterminada según para qué función haya sido configurado el sistema, estando dicha función dentro de un grupo de funciones pre-establecidas.

10 La capacidad de inyectar en la puesta a tierra una corriente controlada posibilita la elección del instante en el que se produce. Dicha elección permite al sistema activo y, por tanto, también a un usuario del mismo, decidir ejecutar las diferentes funciones relacionadas con la protección de las instalaciones de distribución eléctrica en alta tensión y la realización de un mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo de dichas instalaciones, que se definen a continuación:

1) *Cálculo de la capacidad de la red*

15 El cálculo de capacidad de la red en la que se ha instalado el sistema activo de puesta a tierra permite obtener el valor de la capacidad equivalente total de la red (X_C). Como se ha mencionado anteriormente, el convertidor electrónico está configurado para inyectar una corriente cuya frecuencia está entre 5 Hz y $f0$ Hz y cuyo valor no es superior al 20% de la corriente capacitiva de la red y, a partir de la medición de dicha corriente, se calcula la impedancia capacitiva equivalente total de la red del componente f de frecuencia, X_C^f , y con ella la capacidad a $f0$ Hz:

$$X_C^f = \frac{V_N^f}{I_N^f} \cdot \text{sen} \left(\Phi_{V_N^f} - \Phi_{I_N^f} \right)$$

$$\rightarrow X_C^{f0} = \frac{f}{f0} \cdot \left(X_C^f - X_{PAT}^{f0} \cdot \frac{f}{f0} \right)$$

20 donde X_{PAT}^f es la impedancia inductiva equivalente total del neutro de la red del componente f de frecuencia

$\Phi_{V_N^f}$ es el ángulo de tensión de neutro del componente f de frecuencia

$\Phi_{I_N^f}$ es el ángulo de corriente de neutro del componente f de frecuencia

25 Además, y de forma complementaria a la anterior, se mide el desequilibrio natural del sistema eléctrico ($\overline{V_{NDeseq}}$) con el fin de obtener la aportación que realiza dicho desequilibrio sobre la capacidad total y poder tenerlo en cuenta en los diferentes modos de funcionamiento o funciones y, por tanto, en los cálculos que se realicen.

Es necesario que el sistema activo de puesta a tierra calcule dicha capacidad total de la red para realizar una adecuada inyección durante la modalidad de mantenimiento y para la extinción del fallo.

2) *Localización de un fallo monofásico*

30 La localización de un fallo monofásico, tanto permanente como transitorio, puede incluir todas o únicamente algunas de las funciones que permiten localizarlo.

El sistema permite determinar la existencia de un fallo monofásico realizando la siguiente comprobación de una sobretensión en el neutro en los valores efectivos de tensión a $f0$ Hz:

$$\left| \overline{V_N^{f0}} \right| - \left(\left| \overline{I_n^{f0}} \right| \cdot X_{PAT}^{f0} \right) > V_{N_umbral}$$

donde

X_{PAT}^{f0} es la impedancia inductiva equivalente total del neutro de la red a $f0$ Hz

V_{N_umbral} es una tensión de umbral pre-establecida, ajustada por el usuario y cuyo valor depende de la configuración de la red, de la impedancia que exista en la puesta a tierra y del desequilibrio natural de la red.

5 A partir de la detección de un fallo monofásico, el sistema activo de puesta a tierra permite identificar qué fase tiene un fallo, tanto en fallos permanentes como transitorios, comparando el ángulo de la tensión del neutro medida a $f0$ Hz, $\overline{V_N^{f0}}$.

Si se toma como referencia la tensión compuesta $\overline{U_{RS}}$:

- cuando el ángulo de $\overline{V_N^{f0}}$ esté entre 300° y 60° , indica que el fallo está en la fase B;
- cuando el ángulo de $\overline{V_N^{f0}}$ esté entre 60° y 180° , indica que el fallo está en la fase A;
- 10 • cuando el ángulo de $\overline{V_N^{f0}}$ esté entre 180° y 300° , indica que el fallo está en la fase C.

El sistema puede identificar qué línea está en fallo, tanto en fallos permanentes como transitorios. Para ello, se inyecta una corriente controlada de frecuencia f y se realiza la siguiente comprobación para cada una de las líneas de la red:

$$R = \left(\frac{V_N^f}{I_{OL}^f} \right) \cdot \cos(\Phi_{V_N^f} - \Phi_{I_{OL}^f})$$

$$X = \left(\frac{V_N^f}{I_{OL}^f} \right) \cdot \text{sen}(\Phi_{V_N^f} - \Phi_{I_{OL}^f})$$

$$15 \quad \left| \frac{X}{R} \right|_{\text{guardado}} \cdot (\% _ \text{var_ajust}) < \left| \frac{X}{R} \right|_{\text{actual}}$$

donde

f es un componente de frecuencia entre 5 y $f0$ Hz,

$\% _ \text{var_ajust}$ es el ajuste con el que define el usuario la variación permitida para que sea considerada situación de fallo.

20 Además, también permite medir la distancia hasta el punto del fallo, tanto en fallos permanentes como transitorios. Para ello, se inyecta una corriente controlada de frecuencia f con la que pueden realizarse los siguientes cálculos para obtener el valor de la distancia en función de la impedancia de la línea:

$$\overline{Z_{OL}^f} = \frac{\overline{V_N^f}}{I_{OL}^f} \rightarrow R_{OL} = \overline{Z_{OL}^f} \cdot \cos(\Omega_{Z_{OL}^f}) \text{ y } X_{OL}^f = \overline{Z_{OL}^f} \cdot \text{sen}(\Omega_{Z_{OL}^f})$$

$$\overline{Z_{OL}^{f0}} = R_{OL} + X_{OL}^f \cdot \frac{f}{f0}$$

$$\text{Distancia_a_fallo} = \frac{\overline{Z_{OL}^{f0}}}{Z_{\text{km línea}}}$$

donde

$Z_{km\text{linea}}$ es la impedancia de la línea en fallo en ohm/km;

f es un componente de frecuencia entre $f0$ Hz y 1.000 Hz; y

$\Omega_{Z_{OL}^f}$ es el ángulo de la impedancia Z_{OL}^f calculada.

5 3) *Extinción de un fallo monofásico transitorio*

Una vez detectado y localizado un fallo monofásico transitorio en la red, lo último únicamente en caso de que el usuario así lo requiera, se procede a la extinción del mismo. Para ello, se calcula la corriente que debe circular por el neutro para que la tensión en la fase en fallo se anule. Esta inyección provocará la circulación de una corriente muy baja por el fallo que permite que el mismo se auto-extinga.

10 La corriente de $f0$ Hz a inyectar cuando no se tenga en cuenta el desequilibrio natural del sistema será:

$$\overline{I_{\text{inyectar}}} = \overline{I_{\text{ExtinciónFallo}}} \left(\frac{\overline{U_{ref}} / \sqrt{3}}{X_C^{f0}} \right) \cdot 1 \angle \Omega$$

(está desfasada respecto a $\overline{U_{ref}}$ en un ángulo Ω)

si se toma como $\overline{U_{ref}}$ la tensión compuesta $\overline{U_{RS}}$, Ω será:

60° si el fallo está en la fase A

300° si el fallo está en la fase B

15 180° si el fallo está en la fase C.

4) *Modalidad de mantenimiento*

Esta modalidad de funcionamiento permite realizar el mantenimiento predictivo de la red en la que está instalado el sistema activo de puesta a tierra, ya que, mediante la adecuada inyección de corriente, se lleva el punto neutro de la red a la tensión deseada, creando las correspondientes sobretensiones y/o sub-tensiones en cada una de las fases de la red. Esta modalidad de funcionamiento permite comprobar el aislamiento y las fugas que puedan existir en los cables y líneas de distribución del sistema eléctrico.

20

Así, el sistema permite la modificación controlada y por tiempo indefinido de las tensiones fase-tierra y neutro-tierra de la red mediante la inyección de una corriente de $f0$ Hz calculada a partir de las siguientes expresiones:

Corriente para compensar el desequilibrio natural de la red:

25

$$\overline{I_{\text{CompDeseqNat}}} = \frac{\overline{V_{\text{NDeseq}}}}{-j \cdot X_C^{f0}}$$

resultando el ángulo $\Omega_{\text{CompDeseqNat}}$: $\Omega_{\text{CompDeseqNat}} = \Omega_{\text{NDeseq}} + 90^\circ$

Corriente para obtener una tensión deseada:

$$\overline{I_{\text{VDeseada}}} = \frac{-\overline{V_{\text{VDeseada}}}}{-j \cdot X_C^{f0}}$$

resultando el ángulo Ω_{VDeseada} : $\Omega_{\text{VDeseada}} = \Omega_{\text{VDeseada}} - 90^\circ$

30 donde $\overline{V_{\text{VDeseada}}}$ es la tensión a la que se quiere someter al neutro de la red.

Por tanto, la intensidad a inyectar por el convertidor sería:

$$\overline{I_{a_inyectar}} = \overline{I_{CompDeseqNat}} + \overline{I_{VDeseada}}$$

Una mejora importante de la presente invención sobre los sistemas actuales de puesta a tierra resonante (o de neutro compensado, o de bobina Petersen) es que se puede localizar el fallo tanto para fallos permanentes como para fallos transitorios que se extinguen por la actuación del sistema electrónico activo de puesta a tierra.

- 5 Al utilizar señales de diferentes frecuencias, el sistema es capaz de detectar fallos de alta impedancia, que sistemas de protección convencionales no son capaces de detectar. Esto supone una gran ventaja frente a la mayoría de los sistemas actuales en cuanto al mantenimiento correctivo de líneas aéreas de distribución en alta tensión se refiere.

El sistema electrónico activo de puesta a tierra de la invención también puede incorporar funciones de medición avanzadas que permiten detectar fugas en aislamientos que no son fallos detectables por las protecciones convencionales, o bien contactos de elementos externos con la línea que no provocan la actuación de los relés de protección. Esta funcionalidad del sistema electrónico activo de puesta a tierra proporciona una ayuda al mantenimiento predictivo, ya que identifica potenciales situaciones de fallo en el sistema eléctrico.

Mediante la inyección de una corriente a la frecuencia de red f_0 , controlada en amplitud y fase, el sistema electrónico activo de puesta a tierra permite la extinción de los fallos transitorios monofásicos a tierra que se producen en la red de alta tensión en la que se conecta, independientemente y sin limitar los posibles cambios de topología de la misma.

En caso de que la red haga necesaria la compensación del su propio desequilibrio, tal compensación es proporcionada por el sistema activo de puesta a tierra con el fin de minimizar la corriente del fallo y aumentar las posibilidades de su extinción.

Por otro lado, la capacidad de inyectar corriente a la frecuencia de red con amplitud y fase controladas permite al usuario del sistema electrónico activo de puesta a tierra controlar las tensiones fase-tierra y neutro-tierra del sistema de alta tensión al que se conecta. Esto permite reducir o aumentar de forma controlada las tensiones fase-tierra y, por lo tanto, las tensiones que se aplican a elementos de la red conectados entre las fases y tierra. Una reducción de la tensión respecto a tierra en una de las fases permite que la tensión aplicada a los aislamientos de las mismas sea menor, de forma que se pueda evitar la aparición de un fallo monofásico a tierra. Por otra parte, aumentando la tensión de una fase contra tierra se puede facilitar o provocar de forma intencionada la aparición de un fallo, y puede mantenerse en la red de forma que pueda ser localizado y subsanado por el personal de mantenimiento, sin interrumpir el suministro a los clientes. Estas situaciones pueden mantenerse indefinidamente, siempre y cuando las tensiones en las otras fases no produzcan fallos en el sistema de energía eléctrica.

A pesar de utilizar la premisa de los sistemas compensados para la extinción del arco y, por tanto, de despejar los fallos transitorios, se mantiene la explotación de la red mediante una impedancia media o alta, característica que permite deshacerse del inconveniente de la falta de fiabilidad y sensibilidad de un sistema compensado, de los que se utilizan actualmente.

Adicionalmente, existe la posibilidad de alargar un tiempo mínimo la extinción de un fallo a fin de detectarlo y localizarlo (únicamente en caso de que el usuario así lo requiera) antes de que desaparezca.

Por último, es necesario tener en cuenta que el sistema electrónico activo de puesta a tierra no incluye ningún elemento mecánico susceptible de estropearse o requerir cierto mantenimiento para su adecuación a las cambiantes condiciones de la explotación de la red.

Descripción de los dibujos

Para complementar la descripción que se está realizando y con objeto de ayudar a una mejor comprensión de las características del invento, de acuerdo a un ejemplo preferido de realización práctica del mismo, se acompaña, como parte integrante de dicha descripción, de un juego de dibujos en los cuales, con carácter ilustrativo y no limitativo, se ha representado lo siguiente:

La Figura 1 muestra esquemáticamente diferentes sistemas pasivos de puesta a tierra del neutro de transformadores de potencia conocidos en el estado de la técnica.

45 La Figura 2 muestra un diagrama unifilar de una posible conexión de un transformador de potencia a la barra del bus de la subestación, una posible disposición del sistema electrónico activo de puesta a tierra de la invención y las líneas, alimentadas por el transformador, conectadas al bus de la barra.

La Figura 3 muestra una representación esquemática de una posible realización del sistema activo de puesta a tierra objeto de la invención.

Realización preferida de la invención

La Figura 1 muestra esquemáticamente diferentes sistemas pasivos de puesta a tierra del neutro de transformadores de potencia que son habituales en el estado de la técnica:

- a) Sistema aislado.
 - b) Puesta a tierra mediante impedancia resistiva.
 - 5 c) Puesta a tierra mediante impedancia reactiva.
 - d) Puesta a tierra mediante impedancia combinada de resistencia y reactancia.
 - e) Puesta a tierra mediante reactancia o transformador zig-zag.
 - f) Puesta a tierra sólida.
 - g) Puesta a tierra mediante una bobina de compensación o bobina Petersen.
- 10 La Figura 2 muestra un diagrama unifilar simplificado de una posible conexión de un transformador de potencia (12) a la barra del bus (14) de una subestación de una red de distribución eléctrica de la que se alimentan una serie de líneas (13), así como una posible disposición del sistema electrónico activo de puesta a tierra (11) de la invención con relación al neutro (17) de la red.

- 15 El sistema electrónico activo de puesta a tierra (11) objeto de la invención, en una realización posible mostrada en la Figura 3, comprende un convertidor electrónico monofásico (1), un transformador de acoplamiento en serie (2), un sistema de alimentación (3), una resistencia (4), una inductancia (15) en el secundario del transformador de acoplamiento (2), un sistema de protección y control (8), elementos de captación de tensión (6), elementos de captación de corriente (7), una interfaz (9) con el usuario y un elemento de maniobra (10) para puentear el sistema, como puede ser un interruptor de desvío.
- 20 El sistema activo de puesta a tierra (11) puede estar constituido como un sistema contenido en un único cerramiento o por envolventes independientes, pudiendo ser montado y probado en la fábrica, minimizando las operaciones de instalación y conexión en el terreno y asegurando una mayor fiabilidad en el funcionamiento del sistema.

Conexión de los diferentes elementos del sistema electrónico activo de puesta a tierra

- 25 La misión del transformador de acoplamiento en serie (2) es adaptar la tensión y configuración del convertidor electrónico (1) al sistema de energía de la subestación. Lo más habitual es un transformador monofásico aunque, en función de las características de la subestación, puede no ser necesario, o ser requerido un transformador con características diferentes.
- 30 El devanado primario del transformador de acoplamiento (2) se conecta en serie con la tierra o impedancia a tierra – directamente o a través de cualquier sistema – y el neutro (17) de la red. Este neutro (17) puede ser tanto el neutro del transformador de potencia (12) de la subestación eléctrica en cualquiera de sus posibles configuraciones (estrella del transformador, estrella de un transformador separado de puesta a tierra,...), como un neutro creado a partir de elementos auxiliares: estrella de un transformador creador de un neutro a partir de una conexión en zig-zag, estrella de un transformador creador de una conexión en Ynd, una impedancia de puesta a tierra resistiva o inductiva (15) o una combinación de las mismas, etc.
- 35 En el devanado secundario del transformador de acoplamiento (2) se conecta la salida del convertidor electrónico monofásico (1), el cual genera una corriente de diferentes frecuencias en función de las necesidades del sistema, pudiendo conectarse en serie y / o en paralelo al mismo una impedancia (15).
- En paralelo con el convertidor electrónico (1) se conecta y desconecta, mediante un contactor (5), una resistencia (4), con objeto de amortiguar los transitorios ante un fallo en el sistema.
- 40 El sistema de alimentación (3) suministra la energía necesaria al sistema electrónico activo de puesta a tierra para su funcionamiento.
- 45 La salida del convertidor electrónico (1) está compuesta por un inversor monofásico de corriente continua a corriente alterna. El convertidor electrónico (1) proporciona corriente alterna a la frecuencia o combinación de frecuencias requerida en cada momento por el sistema de protección y control (8), pudiendo este sistema de protección y control (8) estar conectado al convertidor electrónico (1) o integrado en el mismo, de forma que tenga una arquitectura físicamente distribuida o concentrada. Esta característica permite que el sistema se adapte a las diferentes necesidades de las subestaciones eléctricas.

5 El sistema electrónico activo de puesta a tierra cuenta con elementos de captación de tensión (6) y elementos de captación de corriente (7), que proporcionan las mediciones de las magnitudes de las líneas (13) conectadas al bus de la barra (14) de la subestación, así como las mediciones de las magnitudes de tensión entre neutro y tierra y la corriente que circula por la puesta a tierra. Los elementos de captación (6, 7) pueden ser externos al sistema, por lo que en cada instalación se pueden instalar los que mejor se adaptan a las cargas y tensiones.

Para hacer uso máximo de la funcionalidad que puede proporcionar este sistema electrónico activo de puesta a tierra (11), se dispone de una interfaz de usuario (9) mediante la que se recoge toda la información obtenida por el sistema activo de puesta a tierra (11), se actualizan los datos que utiliza, se define su funcionamiento y se comprueba el estado del conjunto del sistema eléctrico.

10 Con el fin de dejar el sistema electrónico activo de puesta a tierra (11) fuera de servicio para operaciones de mantenimiento sobre el sistema eléctrico, o para la operación de la subestación en un régimen neutral que excluya la puesta a tierra activa – bien por criterios de operación o por posibles averías en el sistema electrónico activo de puesta a tierra (11) –, éste incluye un elemento de maniobra o interruptor de desvío (10) que puentea el primario del transformador de acoplamiento (2) permitiendo continuar con la explotación de la subestación sin necesidad de modificar las configuraciones de las protecciones instaladas ni la operación del sistema.

15 El sistema electrónico activo de puesta a tierra (11) puede estar contenido en una envolvente única, quedando únicamente accesibles el cableado de la puesta a tierra del transformador de potencia (12), la entrada para la alimentación del sistema, la interfaz con el usuario (9), los cableados de las señales de los elementos de captación de tensión (6) y corriente (7) y la señal de control del interruptor de desvío (10).

20 Además, el sistema electrónico activo de puesta a tierra activa está dotado de una interfaz (o más) con el usuario (9), que puede incluir un conjunto formado por teclado, pantalla y puerto de comunicaciones para la conexión de un equipo terminal de datos y/o sistema de comunicación de datos, incluso un software que permite al usuario la obtención de datos sobre el funcionamiento del sistema, la obtención de parámetros de funcionamiento del mismo y la programación de los parámetros.

25 **Funciones del sistema electrónico activo de puesta a tierra**

El sistema electrónico activo de puesta a tierra (11) descrito permite realizar funciones relacionadas con la protección de las instalaciones de distribución eléctrica en alta tensión, así como un mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo de dichas instalaciones, agrupándose las funciones que pueden realizarse en las siguientes:

1) *Cálculo de la capacidad de la red*

30 Para el cálculo de la capacidad de la red, el convertidor electrónico (1) inyecta una corriente cuya frecuencia está en un rango entre $f0$ Hz y 5 Hz. El valor de la corriente es lo suficientemente bajo como para no producir ninguna perturbación en el sistema eléctrico, más teniendo en cuenta que la sobretensión provocada en el neutro aumenta con la disminución del componente de frecuencia que se inyecte. Por tanto, no es superior al 20% de la corriente capacitiva de la red, pero tampoco inferior a la precisión de los elementos de medición (6, 7, 8 y 1).

35 Este cálculo se realiza en base a las siguientes ecuaciones generales:

$$X_C^f = \frac{V_N^f}{I_N^f} \cdot \text{sen} \left(\Phi_{V_N^f} - \Phi_{I_N^f} \right)$$

$$\rightarrow X_C^{f0} = \frac{f}{f0} \cdot \left(X_C^f - X_{PAT}^{f0} \cdot \frac{f}{f0} \right)$$

donde

X_C^f es la impedancia capacitiva equivalente total de la red del componente f de frecuencia

40 X_{PAT}^f es la impedancia inductiva equivalente total del neutro de la red del componente f de frecuencia

$\Phi_{V_N^f}$ es el ángulo de tensión de neutro del componente f de frecuencia

$\Phi_{I_N^f}$ es el ángulo de corriente de neutro del componente f de frecuencia

Una vez obtenido el valor anterior, se detendrá la inyección de corriente en el neutro (17).

Tras cada cálculo de la capacidad equivalente total de la red, es necesario obtener el desequilibrio natural del sistema eléctrico, ya que ambos valores se complementan. Este valor se corresponde con la tensión de neutro

5 medida cuando no existe ninguna inyección ni ningún fallo en el sistema: $\overline{V_{N_{Deseq}}}$.

2) *Localización de un fallo monofásico*

a) *Detección de la existencia de un fallo monofásico*

10 La función principal que determina la existencia de un fallo monofásico en el sistema eléctrico es la comprobación de una sobretensión en el neutro, es decir, cuando la tensión medida en el neutro supere un umbral que definirá el usuario (valor ajustable) y que dependerá de la configuración de la red, de la impedancia que exista en la conexión a tierra y del desequilibrio natural de la red.

La siguiente comprobación se realiza en valores efectivos de tensión a $f0$ Hz:

$$\left| \overline{V_N^{f0}} \right| - \left(\left| \overline{I_n^{f0}} \right| \cdot X_{PAT}^{f0} \right) > V_{N_umbral}$$

b) *Detección de la fase en fallo*

15 Una vez detectada la existencia de un fallo monofásico en el sistema eléctrico, se determina la fase en fallo mediante la comparación del ángulo de la tensión de neutro medida a $f0$ Hz ($\overline{V_N^{f0}}$):

Si se toma como referencia la tensión compuesta U_{RS} :

- cuando el ángulo de $\overline{V_N^{f0}}$ esté entre 300° y $60^\circ \rightarrow$ El fallo estará en la fase B
- cuando el ángulo de $\overline{V_N^{f0}}$ esté entre 60° y $180^\circ \rightarrow$ El fallo estará en la fase A
- 20 • cuando el ángulo de $\overline{V_N^{f0}}$ esté entre 180° y $300^\circ \rightarrow$ El fallo estará en la fase C

c) *Detección de la línea (13) en fallo*

25 Una vez detectada la situación de fallo, se inyecta una corriente controlada de frecuencia entre $f0$ Hz y 5 Hz. Dicha inyección de corriente a frecuencia inferior a la de la red permite mejorar la precisión de los valores obtenidos del componente resistivo respecto al componente reactivo ($X = 1/(2 \cdot \pi \cdot f \cdot C)$) de la red. Además, al tratarse de frecuencias no naturales de la red, no existen aportaciones de las cargas del sistema eléctrico y permite discriminar la línea afectada.

30 La corriente a inyectar deberá ser suficientemente baja para que la tensión provocada por la inyección no suponga valores peligrosos para el funcionamiento del sistema eléctrico, es decir, será inferior al 20% de la corriente capacitiva de la red, pero superior al valor mínimo a medir con precisión por parte de los elementos de medición (6, 7, 8 y 1).

La detección de la línea (13) en fallo se obtiene a partir de la siguiente comprobación para cada una de las líneas de la red:

$$R = \left(\frac{V_N^f}{I_{oL}^f} \right) \cdot \cos(\Phi_{V_N^f} - \Phi_{I_{oL}^f})$$

$$X = \left(\frac{V_N^f}{I_{OL}^f} \right) \cdot \text{sen} \left(\Phi_{V_N^f} - \Phi_{I_{OL}^f} \right)$$

$$\left| \frac{X}{R} \right|_{\text{guardado}} \cdot (\% \text{ var ajust}) < \left| \frac{X}{R} \right|_{\text{actual}}$$

donde

f es un componente de frecuencia entre 5 y $f0$ Hz

5 $\% \text{ var ajust}$ es el valor ajustable con el que definirá el usuario la variación permitida para que sea considerada situación de fallo.

c) *Localización del fallo*

10 Para localizar el fallo se inyecta en el neutro una corriente de frecuencia entre $f0$ Hz y 1.000 Hz. Este rango de frecuencia permite mejorar la medición de las inductancias en comparación con las capacidades. Por otro lado, la sobretensión provocada en el neutro durante la inyección es menor con el aumento de la frecuencia, por lo que será posible realizar inyecciones en un rango entre el 10% y el 100% de la corriente capacitiva.

A partir de una serie de cálculos basados en la proporcionalidad entre la distancia al fallo y la impedancia de fallo medida, se obtienen dichos valores de distancia en función de la impedancia de la línea (13):

$$\overline{Z_{OL}^f} = \frac{\overline{V_N^f}}{I_{OL}^f} \rightarrow R_{OL} = \overline{Z_{OL}^f} \cdot \cos(\Omega_{Z_{OL}^f}) \text{ y } X_{OL}^f = \overline{Z_{OL}^f} \cdot \text{sen}(\Omega_{Z_{OL}^f})$$

$$\overline{Z_{OL}^{f0}} = R_{OL} + X_{OL}^f \cdot \frac{f}{f0}$$

$$\text{Distancia_a_fallo} = \frac{\overline{Z_{OL}^{f0}}}{Z_{kmlínea}}$$

donde

15 $Z_{kmlínea}$ es la impedancia de la línea en fallo en ohm/km;

f es un componente de frecuencia entre $f0$ Hz y 1.000 Hz; y

$\Omega_{Z_{OL}^f}$ es el ángulo de la impedancia Z_{OL}^f calculada.

3) *Extinción de fallos monofásicos*

20 Para la extinción de un fallo, se inyecta una corriente calculada a partir de la capacidad de la red que, cuando no se tenga en cuenta el desequilibrio natural del sistema, será:

$$I_{\text{inyectar}} = I_{\text{ExtinciónFallo}} \left(\frac{\overline{U_{ref}} / \sqrt{3}}{X_C^{f0}} \right) \cdot 1 \angle \Omega$$

(está desfasada respecto a $\overline{U_{ref}}$ en un ángulo Ω)

si se toma como $\overline{U_{ref}}$ la tensión compuesta $\overline{U_{RS}}$, Ω será:

60° si el fallo está en la fase A

300° si el fallo está en la fase B

180° si el fallo está en la fase C.

4) *Modalidad de mantenimiento*

5 El control de la tensión neutral con la finalidad de situar dicho valor en el que se requiera para la realización del mantenimiento obliga a tener en cuenta el desequilibrio natural del sistema ($\overline{V_{NDeseq}}$). La corriente a inyectar por el sistema electrónico activo de puesta a tierra (11) será la suma vectorial de las dos corrientes calculadas como se indica a continuación.

Corriente para compensar el desequilibrio natural de la red:

$$\overline{I_{CompDeseqNat}} = \frac{\overline{V_{NDeseq}}}{-j \cdot X_C^{f0}}$$

10 resultando el ángulo de $\overline{I_{compDeseqNat}}$: $\Omega_{compDeseqNat} = \Omega_{NDeseq} + 90^\circ$

Corriente para obtener una tensión deseada:

$$\overline{I_{VDeseada}} = \frac{-\overline{V_{VDeseada}}}{-j \cdot X_C^{f0}}$$

resultando el ángulo de $\overline{I_{VDeseada}}$: $\Omega_{VDeseada} = \Omega_{VDeseada} - 90^\circ$

donde

15 $\overline{V_{VDeseada}}$ es la tensión a la que se quiere someter al neutro de la red.

Por lo tanto, la intensidad a inyectar por el convertidor sería:

$$\overline{I_{a_inyectar}} = \overline{I_{CompDeseqNat}} + \overline{I_{VDeseada}}$$

REIVINDICACIONES

1. Sistema electrónico de puesta a tierra que es conectable en serie con un neutro (17) y con la puesta a tierra de un transformador de potencia (12) en cualquiera de sus posibles configuraciones en una red de distribución de alta tensión, en el que dicho sistema electrónico de puesta a tierra es un sistema electrónico activo de puesta a tierra (11) configurado para actuar sobre una corriente que circula por dicha puesta a tierra, comprendiendo dicho sistema electrónico activo de puesta a tierra (11) medios para inyectar una corriente, que esté controlada en todo momento en sus componentes de amplitud, fase y frecuencia, a dicha puesta tierra, en el que dichos medios para inyectar una corriente comprenden al menos un elemento de captura de tensión (6) y al menos un elemento de captura de corriente (7), y al menos un sistema de protección y control (8) que recibe las magnitudes capturadas (\overline{V}_N , \overline{I}_N , \overline{I}_{OL} , \overline{U}_{ref}) de dicho al menos un elemento de captura de tensión (6) y de dicho al menos un elemento de captura de corriente (7), y que está configurado para calcular un valor de dicha corriente a inyectar, **caracterizado porque** dichos elementos de captura de tensión y de corriente (6, 7) están configurados para obtener las siguientes mediciones:

- \overline{V}_N : tensión de neutro medida como la caída de tensión entre el neutro (17) y tierra de la red, cuyo componente de frecuencia a frecuencia f es \overline{V}_N^f ;

- \overline{I}_N : corriente de neutro medida directamente en el neutro de la red, cuyo componente de frecuencia a frecuencia f es \overline{I}_N^f ;

- \overline{I}_{OL} : corriente homopolar de cada línea (13) de la red medida en cada una de las mismas, cuyo componente de frecuencia a frecuencia f es \overline{I}_{OL}^f y

- \overline{U}_{ref} : magnitud de referencia que corresponde con la medida de una tensión compuesta de la citada red,

comprendiendo además el sistema electrónico activo de puesta a tierra (11):

- al menos un elemento convertidor electrónico (1) cuya salida está conectada en serie con dicho neutro (17), que está configurado para generar dicha corriente, cuyo valor es calculado por el sistema de protección y control (8), convertidor electrónico (1) que está configurado para inyectar una corriente cuya frecuencia está entre 5 y f_0 Hz, que es para la frecuencia nominal de red, y cuyo valor es inferior al 20% de la corriente capacitiva de la red y, con dicha corriente se calcula la impedancia capacitiva equivalente total de la red en el componente f de frecuencia, X_C^f , y luego en f_0 , $X_C^{f_0}$, como:

$$X_C^f = \frac{V_N^f}{I_N^f} \cdot \text{sen} \left(\Phi_{V_N^f} - \Phi_{I_N^f} \right)$$

$$\Rightarrow X_C^{f_0} = \frac{f}{f_0} \cdot \left(X_C^f - X_{PAT}^{f_0} \cdot \frac{f}{f_0} \right)$$

donde

X_{PAT}^f es la impedancia inductiva total equivalente del neutro de la red del componente f de frecuencia

$\Phi_{V_N^f}$ es el ángulo de la tensión del neutro del componente f de frecuencia

$\Phi_{I_N^f}$ es el ángulo de la corriente del neutro del componente f de frecuencia.

2. Sistema según la reivindicación 1, **caracterizado porque** además comprende un sistema de alimentación (3) que proporciona a dicho convertidor electrónico (1) tensión y corriente para que realice la inyección correspondiente a la

función que se ha de llevar a cabo.

3. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 2, **caracterizado porque** permite determinar la existencia de un fallo monofásico, tanto permanente como transitorio, realizando la siguiente comprobación de una sobretensión en el neutro en valores efectivos de tensión a $f0$ Hz:

$$5 \quad \left| \overline{V_N^{f0}} \right| - \left(\left| \overline{I_n^{f0}} \right| \cdot X_{PAT}^{f0} \right) > V_{N_umbral}$$

donde

X_{PAT}^{f0} es la impedancia inductiva equivalente total del neutro de la red a $f0$ Hz

V_{N_umbral} es una tensión de umbral pre-establecida, ajustada por el usuario y cuyo valor depende de la configuración de la red, de la impedancia en la puesta a tierra y del desequilibrio natural de la red.

10 4. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 2, **caracterizado porque** permite identificar qué fase tiene un fallo, tanto en fallos permanentes como transitorios, comparando el ángulo de la tensión de neutro medida a $f0$ Hz, $\overline{V_N^{f0}}$, y si se toma como $\overline{U_{ref}}$ la tensión compuesta $\overline{U_{RS}}$:

- cuando el ángulo de $\overline{V_N^{f0}}$ esté entre 300° y 60° , indica que el fallo está en una fase B;

- cuando el ángulo de $\overline{V_N^{f0}}$ esté entre 60° y 180° , indica que el fallo está en una fase A;

15 • y cuando el ángulo de $\overline{V_N^{f0}}$ esté entre 180° y 300° , indica que el fallo estará en una fase C.

5. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, **caracterizado porque** permite identificar qué fase tiene un fallo, tanto en fallos permanentes como transitorios, para lo cual se inyecta una corriente controlada de frecuencia f , y se realiza la siguiente comprobación para cada una de las líneas (13) de la red:

$$R = \left(\frac{V_N^f}{I_{OL}^f} \right) \cdot \cos(\Phi_{V_N^f} - \Phi_{I_{OL}^f})$$

$$X = \left(\frac{V_N^f}{I_{OL}^f} \right) \cdot \text{sn} (\Phi_{V_N^f} - \Phi_{I_{OL}^f})$$

$$20 \quad \left| \frac{X}{R} \right|_{guardado} \cdot (\%_var_ajust) < \left| \frac{X}{R} \right|_{actual}$$

donde

f es un componente de frecuencia entre 5 y $f0$ Hz

$\%_var_ajust$ es el valor ajustable con el que se define la variación permitida para que sea considerada una situación de fallo.

25 6. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 2, **caracterizado porque** permite medir la distancia hasta el punto del fallo, tanto en fallos permanentes como transitorios, para lo cual se inyecta una corriente controlada de frecuencia f con la que se puede realizar los siguientes cálculos para obtener el valor de la distancia en función de la impedancia de la línea:

$$\overline{Z_{OL}^f} = \frac{\overline{V_N^f}}{I_{OL}^f} \rightarrow R_{OL} = \overline{Z_{OL}^f} \cdot \cos(\Omega_{Z_{OL}^f}) \quad \text{y} \quad X_{OL}^f = \overline{Z_{OL}^f} \cdot \text{sen} (\Omega_{Z_{OL}^f})$$

$$\overline{Z_{OL}^{f0}} = R_{OL} + X_{OL}^f \cdot \frac{f}{f0}$$

$$Distancia_a_fallo = \frac{\overline{Z_{OL}^{f0}}}{Z_{kmlínea}}$$

donde

$Z_{kmlínea}$ es la impedancia de la línea en fallo en ohm/km;

f es un componente de frecuencia entre $f0$ Hz y 1.000 Hz; y

5 $\Omega_{Z_{OL}^f}$ es el ángulo de la impedancia Z_{OL}^f calculada.

7. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 2, **caracterizado porque** permite extinguir un fallo monofásico transitorio en la red mediante una inyección controlada de intensidad en el neutro calculada para anular la tensión de la fase en fallo.

10 8. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 2, **caracterizado porque** permite la modificación controlada y por tiempo indefinido de las tensiones fase-tierra y neutro-tierra de la red mediante la inyección de una corriente de $f0$ Hz calculada a partir de las siguientes expresiones:

Corriente para compensar el desequilibrio natural de la red:

$$\overline{I_{CompDeseqNat}} = \frac{\overline{V_{NDeseq}}}{-j \cdot X_C^{f0}}$$

resultando el ángulo de $I_{CompDeseqNat}$: $\Omega_{CompDeseqNat} = \Omega_{NDeseq} + 90^\circ$;

15 Corriente para obtener una tensión deseada:

$$\overline{I_{VDeseada}} = \frac{-\overline{V_{VDeseada}}}{-j \cdot X_C^{f0}}$$

resultando el ángulo de $I_{VDeseada}$: $\Omega_{VDeseada} = \Omega_{VDeseada} - 90^\circ$

donde $\overline{V_{VDeseada}}$ es la tensión a la que se quiere someter al neutro de la red.

Por lo tanto, la intensidad a inyectar por el convertidor sería:

20
$$\overline{I_{a_inyectar}} = \overline{I_{CompDeseqNat}} + \overline{I_{VDeseada}}$$

9. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que dicho sistema (11) está incluido en una única envolvente.

10. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que dicho sistema está incluido en envolventes independientes.

25 11. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 10, en el que dicho neutro (17) es un neutro del transformador de potencia (12).

12. Sistema según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11, en el que dicho neutro es un neutro creado a partir de elementos auxiliares.

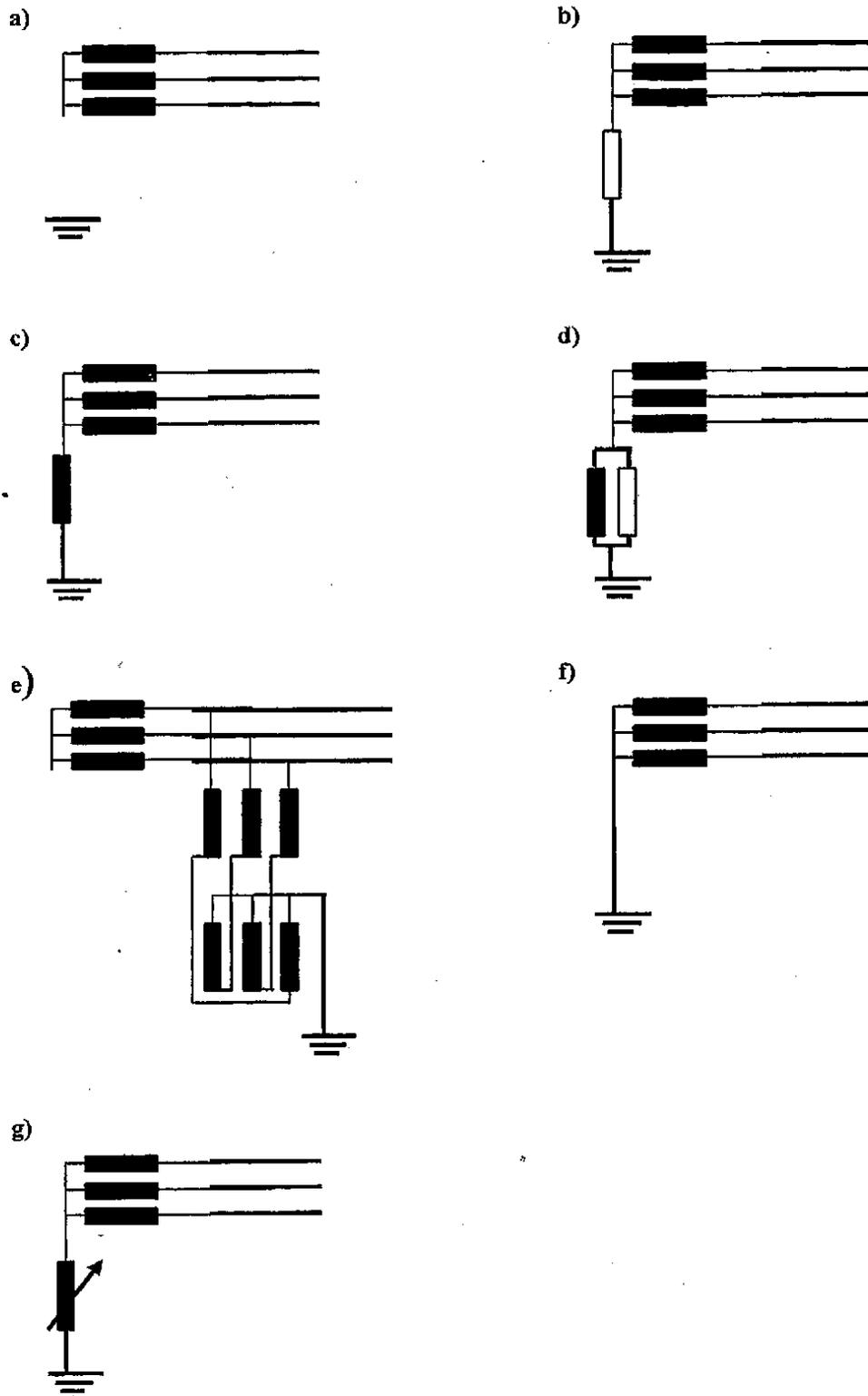


FIG. 1

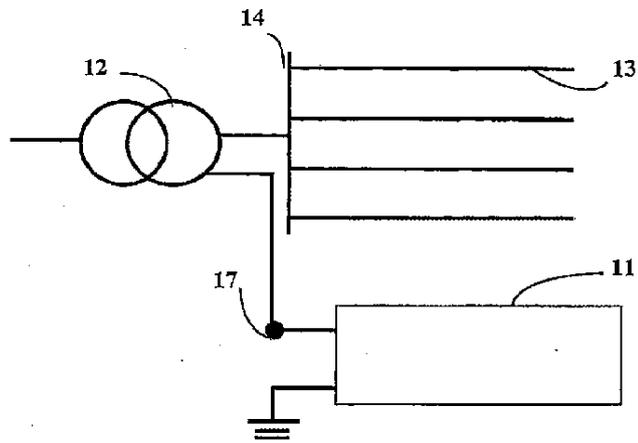


FIG. 2

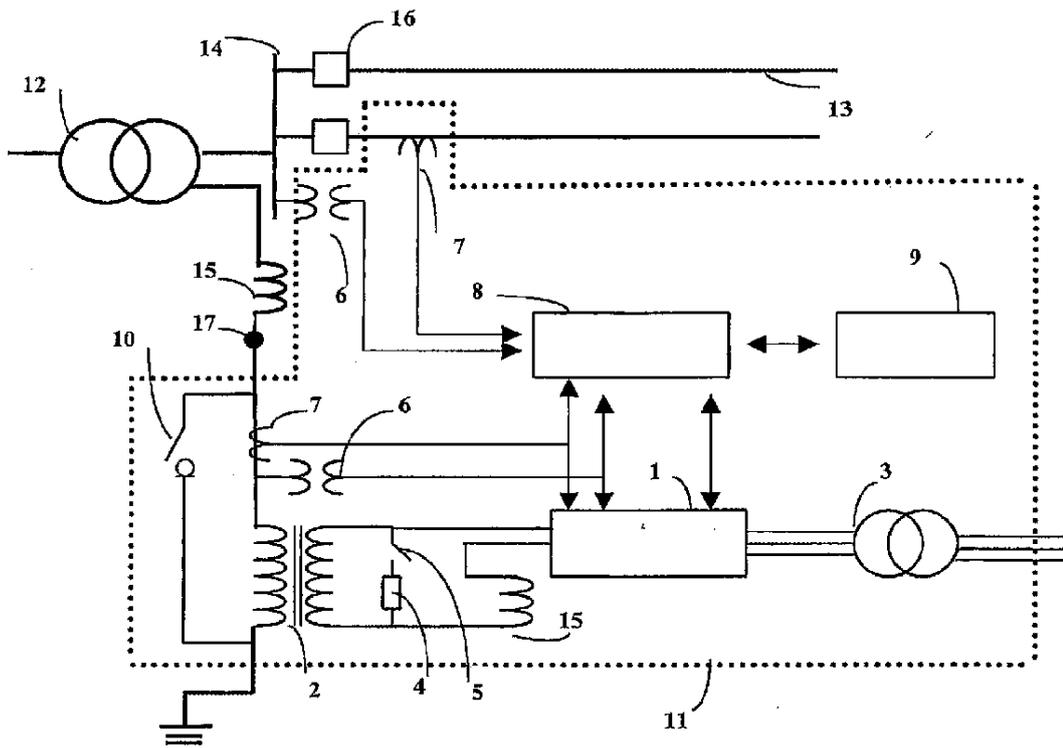


FIG. 3