



19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

11 Número de publicación: **2 357 107**

51 Int. Cl.:
H02H 3/28 (2006.01)
H02H 7/06 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Número de solicitud europea: **04250050 .4**
96 Fecha de presentación : **07.01.2004**
97 Número de publicación de la solicitud: **1437813**
97 Fecha de publicación de la solicitud: **14.07.2004**

54 Título: **Aparato y procedimiento para la detección de averías por puesta a tierra.**

30 Prioridad: **09.01.2003 GB 0300507**

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
18.04.2011

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
18.04.2011

73 Titular/es: **GOODRICH CORPORATION**
4 Coliseum Centre, 2730 West Tyvola Road
Charlotte, North Carolina 28217, US

72 Inventor/es: **Rice, Kevin Edward**

74 Agente: **Pons Ariño, Ángel**

ES 2 357 107 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

Aparato y procedimiento para la detección de averías por puesta a tierra

La presente invención se refiere a un aparato y un procedimiento para la detección de averías por puesta a tierra.

5 Una avería por puesta a tierra, que consiste en la presencia de una vía de corriente no deseada procedente de una alimentación a tierra, puede determinarse mediante la detección de una diferencia entre la corriente alimentada desde una alimentación de energía, tal como un generador, y la corriente alimentada a una carga. Los procedimientos convencionales que proporcionan la detección de averías por puesta a tierra incluyen la monitorización de la corriente del generador y la corriente de carga con dos derivaciones, con dos transformadores o dos dispositivos de efecto hall, cada uno de los cuales debe hacerse corresponder entre sí para proporcionar detecciones precisas. Incluso si los componentes se hacen corresponder con precisión, lo que normalmente requiere el uso de elementos sensores de elevado coste, aún puede producirse la imprecisión debido a las diferencias térmicas entre los elementos sensores, dando como resultado que estos se desequilibren nuevamente. Esto puede conducir entonces a una indicación de una avería por puesta a tierra en virtud de una diferencia aparente entre la corriente alimentada desde el generador y la corriente alimentada a la carga, incluso aunque dicha diferencia no exista.

15 El documento US5.539.602 describe un interruptor de avería por puesta a tierra en el que un primer resistor R1 se utiliza para medir la corriente que fluye a una carga y un segundo resistor R2 se utiliza para medir la corriente que fluye desde la carga. En una forma de realización preferida, R1 y R2 son iguales, y formados así, la diferencia entre las caídas de tensión a través de los resistores debería dar como resultado un valor cero en ausencia de una avería por puesta a tierra. La presencia de una avería por puesta a tierra se indica por un valor de diferencia que excede un valor umbral. En una segunda variación, explicada brevemente, los resistores R1 y R2 pueden ser diferentes. En dicho caso, un valor no – cero específico en la diferencia entre las caídas de voltaje se toma como indicativo de que no existe una avería por puesta a tierra. No obstante, si el valor de diferencia difiere del valor no-cero más de una cantidad específica, entonces se señala una avería por puesta a tierra y se desconecta la alimentación. Un problema importante con esta segunda forma de realización es que no puede indicar la diferencia entre los cambios de voltaje que resultan de una avería por puesta a tierra y los que resultan de un cambio en la corriente extraída por la carga.

25 El documento DE19959777 describe una disposición en la que se utilizan sensores para medir el flujo de corriente en cualquier extremo de un cable. Un procesador asociado con cada sensor, que en la forma de realización descrita son transformadores de corriente, realiza una estimación de la corriente, genera un valor de error que parece representar ruido de medición, y un valor de tolerancia basado en un producto de la corriente y una tolerancia de medición asumida para el sensor. Los valores de tolerancia y valores de ruido de los sensores se suman para modificar un valor umbral de error.

30 El objetivo de la presente invención es proporcionar un aparato que supere el problema de la técnica anterior permitiendo que uno de los elementos sensores de la corriente calibre de forma efectiva al segundo. La calibración puede ser arbitraria en el sentido de que la unidad de control simplemente pretende obtener una correlación útil entre los dos dispositivos de medición de corriente y solo uno de los sensores necesita ser preciso para obtener una diferencia precisa.

35 Un objetivo de este tipo se alcanza mediante un aparato y un procedimiento según la reivindicación 1 y la reivindicación 12.

40 Según un primer aspecto de la presente invención, se proporciona un sistema de protección frente a averías por puesta a tierra que comprende un primer dispositivo de medición de corriente para medir el flujo de corriente a una carga; un segundo dispositivo de medición de corriente para medir el flujo de corriente desde una fuente de energía eléctrica; y una unidad de control configurada para comparar mediciones desde los dispositivos de medición de corriente primero y segundo y comparar el flujo de corriente a la carga y el flujo de corriente desde la fuente de energía eléctrica y desconectar o de-energizar la fuente de energía eléctrica si la corriente difiere más de un valor predeterminado, **caracterizado porque** la unidad de control está configurada además para comparar mediciones desde los dispositivos de medición primero y segundo cuando no existe un estado de avería por puesta a tierra y derivar una relación entre las mediciones de modo que el primer dispositivo de medición de corriente se utilice para calibrar el segundo dispositivo de medición.

45 La creación de una relación entre las respuestas de los dispositivos de medición de corriente primero y segundo permite que las correspondientes salidas de los dispositivos de medición de corriente sean comparadas de un modo significativo incluso cuando la corriente extraída por la carga cambia. Más concretamente, si una medición de las respuestas de los dispositivos de medición de corriente se realiza cuando está fluyendo una primera corriente, entonces la relación permite que las corrientes que fluyen a través de los dispositivos de medición se comparen de forma significativa cuando está fluyendo una segunda corriente, que puede ser significativamente diferente de la primera corriente. Por tanto, este sistema de protección puede hacer frente a cambios en la corriente de carga que fluye a través de la carga.

50 Si puede esperarse que los elementos sensores de corriente sean fundamentalmente lineales en su respuesta a una corriente cambiante, entonces la correlación o corrección entre las dos mediciones de corriente puede llevarse a cabo escalando una de las mediciones con respecto a la otra de modo que se hagan corresponder. Esto es especialmente

probable que funcione si las mediciones de corriente se realizan monitorizando el voltaje que ha caído a través de un elemento óhmico como resultado del flujo de corriente en su interior.

5 La resistencia del o de cada elemento óhmico utilizado para la medición de corriente puede variar y, por tanto, puede resultar necesario calcular una resistencia revisada para el elemento óhmico, ya sea de forma continua o de una forma periódica, para utilizarla en la comparación del flujo de corriente. Suponiendo que dicho nuevo cálculo de la resistencia no se aplique de forma instantánea sino que más bien sea una contribución variable en el tiempo de la estimación de resistencia preponderante junto con estimaciones históricas de resistencia, el sistema es capaz de recalibrar de forma continua los sensores uno respecto a otro, eliminando con ello las posibles imprecisiones causadas por deriva térmica, mientras mantiene al mismo tiempo una buena sensibilidad a la presencia de una avería por puesta a tierra.

10 Los sensores no tienen que ser simplemente sensores óhmicos, sino que pueden utilizarse otros dispositivos tales como dispositivos de efecto hall o transformadores de corriente, y de hecho podrían utilizarse combinaciones de dispositivos tales como la derivación de corriente y un dispositivo de efecto hall siempre y cuando cada dispositivo esté razonablemente bien caracterizado de modo que pueda establecerse inicialmente, en un estado de no avería, una correlación razonable entre las corrientes según son medidas por cada dispositivo. Después, la unidad de control puede determinar una corrección de calibración que puede aplicarse a los dispositivos y actualizarse de vez en cuando.

15 Según un segundo aspecto de la presente invención, se proporciona un procedimiento para proporcionar protección contra averías por puesta a tierra que comprende los pasos de medir una primera corriente alimentada a una carga utilizando un primer dispositivo de medición de corriente; medir una segunda corriente alimentada desde un generador utilizando un segundo dispositivo de medición de corriente; suponiendo que no exista ningún estado de avería por puesta a tierra, aplicar una corrección, función escalar o función cartográfica para derivar una relación entre las mediciones, de modo que el primer dispositivo de medición de corriente se utilice para calibrar el segundo dispositivo de medición de corriente y, después, comparar las mediciones de las corrientes primera y segunda e indicar un estado de avería si la diferencia supera un valor predeterminado.

20 Preferiblemente, la corrección, función escalar o función cartográfica se actualiza con el paso del tiempo. De forma ventajosa, el valor de corrección solo varía con lentitud o de acuerdo con la constante de tiempo, de modo que las mediciones erróneas o las mediciones realizadas en presencia de un estado de avería por puesta a tierra no perturben el procedimiento o el aparato antes de que tenga la oportunidad de indicar que existe un estado de avería.

Uno de los sensores de corriente puede ser un bobinado de un generador.

25 La presente invención se describirá adicionalmente, a modo de ejemplo, haciendo referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 ilustra de forma esquemática un generador que tiene un sistema de detección de averías por puesta a tierra que constituye una forma de realización de la presente invención;

30 la figura 2 es un gráfico que muestra la medición de corriente de generador respecto al tiempo junto con una estimación de la corriente de avería por puesta a tierra I_{dif} según se ha derivado por el detector de averías por puesta a tierra mostrado en la figura 1;

la figura 3 muestra una parte ampliada de la figura 2 en la proximidad del comienzo de una avería por puesta a tierra;

la figura 4 es un diagrama de flujos de una implementación del procedimiento de la presente invención; y

la figura 5 es un diagrama de flujos de un procedimiento adicional de implementación de la presente invención.

35 40 En la figura 1 se muestra un sistema de generador de estárter típico del tipo encontrado en una aeronave. El generador 2 tiene un inducido giratorio 4 que está energizado por una corriente que fluye a través de un bobinado de campo 6 desde una unidad de control (no mostrada). El generador también incluye un bobinado interpolar 8 (también conocido como bobinado de compensación) cuyo propósito es compensar el cambio en fase que de otro modo se produciría entre el flujo magnético y la corriente generada al aumentar la corriente del generador. La provisión del bobinado interpolar ayuda a minimizar el voltaje inducido en los conductores entre los polos principales. Al minimizar esta diferencia de voltaje, se reduce la formación de chispas y arcos dentro del generador y esto da como resultado una conmutación mejorada y menores temperaturas de escobilla. Sin embargo, se observará que toda la corriente de generador I_g fluye a través del bobinado 8 y, además, el generador está configurado de modo que puede accederse a cualquier extremo del bobinado. Por tanto, el flujo de corriente a través del bobinado 8 dará lugar a una caída de voltaje a través del bobinado que es proporcional a la corriente de generador I_g . No obstante, la resistencia R_a del bobinado 8 variará con la temperatura del bobinado y, por tanto, se requiere conocer la resistencia del bobinado a una temperatura dada antes de que pueda realizarse una determinación del flujo de corriente en el interior. Una salida 10 del generador 2 está conectada a una carga 12. Una derivación de corriente 14 está prevista en la trayectoria a la carga de modo que puede determinarse la corriente de carga I_L .

55 En algunas circunstancias, el contactor 18 que conmuta la carga de generador puede encontrarse a 30 pies (aprox. 9

metros) del generador 10. Las averías por puesta a tierra en el cable 16 entre el generador 10 y el contactor 18 pueden ocasionar cortocircuitos que podrían dañar el fuselaje y/o el generador.

Idealmente, la corriente de generador igualaría la corriente de carga en todas las condiciones. Cualquier diferencia en la corriente (I_{dif}) entre la corriente de generador y la corriente de carga según es percibida por el sensor de corriente 14 es un indicador de una avería por puesta a tierra en el cableado 16.

Tal como se ha indicado anteriormente, las disposiciones de detección de averías por puesta a tierra de la técnica anterior han utilizado transformadores de corriente adaptados entre sí para detectar esta corriente desequilibrada.

En la presente invención, el voltaje V_s que tiene lugar a través de la derivación de corriente 14 se mide mediante un amplificador diferencial 20 en un instante en el que se supone que no existe ninguna avería por puesta a tierra. La salida del amplificador 20 es una función de la corriente I_L más cualquier ruido que se presente en el sistema en ese momento. La función es normalmente un simple factor escalar, aunque pueden proporcionarse para ello otras funciones más complejas. De forma similar, el voltaje V_a que se produce a través del bobinado interpolador 8 del generador también se mide en este momento. Este voltaje se mide mediante un amplificador diferencial 22 y la salida del amplificador es una función de la corriente de generador junto con cualquier ruido que esté presente en el sistema. De forma ventajosa, las salidas de los amplificadores 20 y 22 pueden filtrarse mediante los filtros 24 y 26, respectivamente. Los filtros 24 y 26 pueden servir para eliminar ruido de alta frecuencia y también pueden servir para determinar la media del voltaje y las mediciones de corriente de modo que sean representativas de la corriente que fluye durante un periodo de tiempo, en lugar de una medición de corriente instantánea. Los filtros se hacen corresponder fundamentalmente de modo que no introduzcan ningún error de fase importante que pueda dar lugar a detecciones erróneas. Las representaciones filtradas de la corriente de carga y la corriente que fluye a través del generador se proporcionan entonces como entradas a un detector de averías por puesta a tierra 30. En la figura 1 puede observarse que el valor de la corriente de avería por puesta a tierra es $I_{dif} = I_L - I_g$.

Tal como se ha indicado anteriormente, la corriente que fluye en el generador puede determinarse mediante la caída de voltaje V_a a través del bobinado 8. Sin embargo, la resistencia del bobinado 8 no se mide directamente, sino que, de hecho, se determina como la relación del voltaje V_a caído a través del bobinado del generador 8 respecto a la corriente

de generador, por tanto, $R_a = \frac{V_a}{I_g}$.

De hecho, la medición de voltaje V_A se filtra mediante un filtro H_2 (s), aunque esto también podría implementarse en el dominio digital y, por tanto, se sigue de ello que la ecuación anterior podría formularse como

$R_A = \frac{V_a H(z)}{I_g H(z)} = \frac{V_A}{I_G}$. La expresión $R_A = \frac{V_A}{I_G}$ puede reformularse para hacer que I_G sea el sujeto y entonces

sustituirse en la ecuación para I_{dif} dando como resultado $I_{dif} = I_L - \frac{V_A}{R_A}$, que puede sustituirse adicionalmente

utilizando las versiones filtradas de R_A de modo que $I_{dif} = \frac{I_L V_A - V_a I_G}{V_A}$.

A partir de la ecuación anterior puede observarse que las variables filtradas V_A e I_G proporcionan de forma efectiva una memoria de la resistencia de la bobina R_A . Estos valores filtrados pueden utilizarse entonces para deducir la resistencia de bobina R_A y, por tanto, de la caída de voltaje a través de esta, determinar la corriente de generador I_G . Esto forma efectivamente un sistema en el que el valor de R_A se actualiza de forma continua en un periodo de tiempo determinado por la constante temporal del filtro. Las mediciones de I_G e I_L pueden compararse entonces de forma periódica (separadas por intervalos de tiempo que son menores que la constante temporal del filtro). La acción de un sistema de este tipo es que la medición de la corriente de avería por puesta a tierra tenderá a cero en estados de no avería, pero cualquier cambio repentino en los valores medidos de la corriente de generador y la corriente de carga dará como resultado la generación de una estimación decreciente de la corriente de avería por puesta a tierra. Suponiendo que el tiempo de decisión para desplazar el generador a la posición desactivada es mucho menor que la constante de decrecimiento de la estimación de la corriente de avería por puesta a tierra, entonces este sistema proporciona una forma auto-calibradora fiable de detectar la corriente de avería por puesta a tierra sin necesidad de costosos sensores adaptados entre sí.

Por tanto, tal como se ha indicado anteriormente, el detector de averías por puesta a tierra monitoriza la diferencia entre la corriente de carga según se ha medido por la derivación 14 y la caída de voltaje medida a través de la bobina 8.

Resulta útil considerar la operación del detector 30 en condiciones especiales. La figura 2 muestra un ejemplo en el que la corriente de carga y la corriente de generador están ajustadas, en el instante cero, a 50 amperios en cada caso. Bajo esta condición, el detector de averías por puesta a tierra implementa la ecuación

$$I_{dif} = \frac{I_L V_A - V_a I_G}{V_A}$$

- 5 y, por tanto, calibrará de forma autónoma el valor de resistencia de la bobina 8 de modo que la medición de I_{dif} se vuelva cero. Tras dos segundos, se introduce una avería por puesta a tierra de modo que una corriente de avería por puesta a tierra de 100 amperios fluye además de la corriente de carga de 50 amperios. Así, la corriente total se incrementa a 150 amperios. El detector de averías por puesta a tierra que utiliza las mediciones históricas de R_A ve inmediatamente la diferencia de 100 amperios entre las corrientes, tal como se muestra de forma más detallada en la figura 3, y, si esta diferencia persiste durante más de un intervalo de tiempo predeterminado, por ejemplo, 50 ms, el detector de averías por puesta a tierra emite una señal para desconectar el generador. Sin embargo, si el generador no se desconecta, entonces el detector de averías por puesta a tierra buscará recalibrar efectivamente su valor para R_A de modo que la corriente de avería por puesta a tierra I_{dif} vuelva a ser cero de acuerdo con un periodo de tiempo determinado por los filtros implementados dentro del detector de avería por puesta a tierra. Por tanto, el detector 30 solo es sensible a cambios en la corriente de avería por puesta a tierra, en lugar de ser sensible a la magnitud de la propia avería por puesta a tierra. Por tanto, tal como se muestra en la figura 3, en el instante de 3 segundos el detector muestra la corriente de avería por puesta a tierra como cero aunque en realidad existe una corriente de avería por puesta a tierra de 100 amperios. Si la avería por puesta a tierra se elimina a los 3 segundos, entonces el detector de avería por puesta a tierra comienza una vez más a recalibrarse para que su medición de la corriente de avería por puesta a tierra vuelva a ser cero. En el instante $T = 5$ segundos, una gran corriente de carga de 400 amperios se extrae del generador, pero, dado que esta corriente se produce de igual modo en los dos detectores, no se indica ningún error de avería por puesta a tierra dado que, de hecho, no existe ninguno.
- 10
- 15
- 20 Así es posible proporcionar un sistema de medición que pueda utilizar sensores de corriente económicos y, de hecho, sensores de corriente que presentan importantes cantidades de deriva térmica, al proporcionar un sistema en el que la medición de la corriente de diferencia se adapta de modo que desciende a cero durante un intervalo de tiempo que es largo en comparación con el intervalo de tiempo de desconexión del generador.
- 25 Una ventaja adicional del sistema descrito consiste en proporcionar un sistema de detección de averías por puesta a tierra en el que uno de los sensores de corriente es un bobinado del generador. Un sistema de este tipo es más económico de implementar y tiene un peso más ligero que un sistema convencional que utiliza dos sensores de corriente independientes.
- 30 La figura 4 ilustra un diagrama de flujos para la implementación del detector de averías por puesta a tierra dentro de un ordenador digital programable. El control comienza en el paso 60, en el que se realiza una medición de I_L . La corriente de carga I_L puede estimarse a partir de $I_L = \frac{V_S}{R_S}$, donde V_S es el voltaje que tiene lugar a través de la derivación 14 y R_S es la resistencia de derivación nominal. El control pasa después al paso 62, en el que se realiza una medición del voltaje V_A . Desde el paso 62, el control pasa al paso 64, donde se calcula la resistencia de la bobina R_{ANEW} suponiendo que no existe ninguna avería de puesta a tierra y, por tanto $I_G = I_L$, y $R_{ANEW} = \frac{V_A}{I_L}$. Desde el paso 64, el control pasa al paso 66, en el que se utiliza la nueva estimación R_{ANEW} de la resistencia de bobina para actualizar una estimación R_A preexistente de la resistencia de bobina, lo que se lleva a cabo sumando la diferencia entre las estimaciones antigua y nueva de la resistencia de bobina, multiplicadas por un factor D , que es menor que la unidad, a la estimación preexistente de la resistencia de bobina. Esto tiene el efecto de que cada vez que se ejecuta el paso la resistencia de bobina se modifica ligeramente y, en respuesta a un paso, el cambio sería asintótico / decaería hacia un nuevo valor.
- 35 Desde el paso 66, el control pasa al paso 68, en el que se calcula la corriente de generador a partir de $I_G = \frac{V_A}{R_A}$. El control pasa entonces al paso 70, donde el módulo de la diferencia entre la corriente de generador y la corriente de carga se compara con el valor umbral TH1. Si la diferencia es menor que el valor umbral, entonces el control regresa al paso 60, mientras que si la diferencia es mayor que el valor umbral, entonces el control pasa al paso 72, que hace que el generador sea desconectado.
- 40 Puede observarse que el primer dispositivo de medición de la corriente se utiliza para estimar la corriente de carga I_L en un primer instante temporal, y que este valor se utiliza después en el cálculo de la impedancia del segundo dispositivo de medición de corriente, y que esta impedancia asumida puede utilizarse después en combinación con la medición del voltaje a través del segundo dispositivo de medición de la corriente para estimar la corriente que fluye a través de él. Así, se establece una relación entre los dispositivos de medición que permite predecir sus respuestas a cualquier flujo de corriente arbitrario y, por tanto, diferencias que superen diferencias predichas entre las respuestas de los dispositivos de medición de la corriente son indicadoras de una avería por puesta a tierra.
- 45
- 50 La actualización continua de la relación entre los dispositivos de medición de la corriente permite tener en cuenta efectos térmicos y de envejecimiento.

La figura 5 muestra un diagrama de flujos adicional para implementar una forma de realización adicional de la presente invención. Esta forma de realización adicional evita el uso de un operador de división y, por tanto, impone una menor demanda a un procesador de datos.

5 El proceso comienza en el paso 80, en el que se mide el voltaje V_a a través del bobinado 8. La corriente de generador "Gencurrent_k" para la medición de orden K se determina en el paso 82 aplicando un factor escalar a la medición de V_a . Después, el control se pasa al paso 84, en el que la corriente de carga "Loadcurrent_k" se mide (por ejemplo, midiendo el voltaje a través de una derivación o utilizando algún otro sensor de corriente).

A continuación, en el paso 86, se calcula una versión filtrada de la corriente de generador $I_{gen_{k+1}}$ para el siguiente ciclo de medición / comparación. Por tanto, $I_{gen_{k+1}}$ se calcula como:

10
$$I_{gen_{k+1}} = Gencurrent_k \cdot a + I_{gen_k} \cdot b$$

donde a y b son constantes y generalmente, aunque no necesariamente, $a+b=1$.

Esto da lugar a una estimación de lenta variación de la corriente de generador basada en una combinación de valores presentes e históricos.

15 Desde el paso 86, el control pasa al paso 88, en el que se realiza un proceso similar para estimar la corriente de carga $I_{L_{k+1}}$ para el siguiente ciclo de medición / comparación. Por tanto, $I_{L_{k+1}}$ se calcula como:

$$I_{L_{k+1}} = Loadcurrent_k \cdot a + I_{L_k} \cdot b$$

donde a y b son constantes y generalmente, aunque no necesariamente, $a+b=1$.

Desde el paso 88, el control se pasa al paso 90, en el que se calcula una diferencia "diff" en la corriente como

$$diff = (Loadcurrent_k \cdot I_{gen_k}) - (Gencurrent_k \cdot I_{L_k})$$

20 Desde el paso 90, el control se pasa al paso 92, en el que la magnitud de diff se compara con la magnitud de un valor umbral multiplicado por I_{gen_k} , y si diff es mayor que el valor umbral multiplicado por I_{gen_k} , entonces el control se pasa al paso 94, en el que se valora una señal para abrir un contactor para desconectar el generador; en caso contrario, el control se lleva nuevamente al paso 80. El ciclo se repite con el siguiente conjunto de mediciones.

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un sistema de protección contra averías por puesta a tierra que comprende un primer dispositivo de medición de corriente (14) para medir el flujo de corriente a una carga; un segundo dispositivo de medición de corriente (8) para medir el flujo de corriente desde una fuente de energía eléctrica (4); y una unidad de control (30) dispuesta para comparar mediciones desde el primer y segundo dispositivo de medición de corriente y comparar el flujo de corriente a la carga y el flujo de corriente desde la fuente de energía eléctrica, y desconectar o de-energizar la fuente de energía eléctrica si la corriente difiere más de un valor predeterminado, **caracterizado porque** la unidad de control está configurada adicionalmente para comparar mediciones desde el primer y el segundo dispositivo de medición cuando no existe ningún estado de avería por puesta a tierra y derivar una relación entre las mediciones de modo que el primer dispositivo de medición (14) se utilice para calibrar el segundo dispositivo de medición (8).
- 10 2. Un sistema de protección contra averías por puesta a tierra según se reivindica en la reivindicación 1, **caracterizado porque** la fuente de energía eléctrica es un generador (4) y el segundo dispositivo de medición de corriente es un bobinado (8) dentro del generador.
- 15 3. Un sistema de protección contra averías por puesta a tierra según se reivindica en la reivindicación 2, **caracterizado porque** el bobinado (8) dentro del generador es un bobinado interpolar.
4. Un sistema de protección contra averías por puesta a tierra según se reivindica en la reivindicación 2 o 3, **caracterizado porque** la unidad de control (30) realiza una estimación de la resistencia del bobinado (8).
- 20 5. Un sistema de protección contra averías por puesta a tierra según se reivindica en la reivindicación 2, 3 o 4, **caracterizado porque** la unidad de control mide el voltaje (V_a) que se presenta a través del bobinado (8).
- 25 6. Un sistema de protección contra averías por puesta a tierra según se reivindica en una cualquiera de las reivindicaciones precedentes, **caracterizado porque** se filtran las salidas del primer y segundo dispositivo de medición.
7. Un sistema de protección contra averías por puesta a tierra según se reivindica en una cualquiera de las reivindicaciones precedentes, **caracterizado porque** la unidad de control (30) aplica una corrección variable en función del tiempo a una medición de la diferencia de corriente, de modo que, en estados de no avería, la medición de la diferencia de corriente tiende a aproximarse a un valor de referencia.
- 30 8. Un sistema de protección contra averías por puesta a tierra según se reivindica en la reivindicación 7, **caracterizado porque** se indica una avería por puesta a tierra cuando la medición de la diferencia de corriente difiere del valor de referencia más de un primer valor umbral.
9. Un sistema de protección contra averías por puesta a tierra según la reivindicación 1, **caracterizado porque** la relación derivada al fluir una primera corriente permite que los dispositivos de medición de la corriente se utilicen para comparar el flujo de corriente a valores diferentes de la primera corriente.
- 35 10. Un sistema de protección contra averías por puesta a tierra según se reivindica en la reivindicación 1, **caracterizado porque** el primer y segundo dispositivo de medición de la corriente tienen diferentes impedancias.
11. Una aeronave que incluye un sistema de protección contra averías por puesta a tierra según se reivindica en una cualquiera de las reivindicaciones precedentes.
- 40 12. Un procedimiento para proporcionar protección contra averías por puesta a tierra que comprende los pasos de medir una primera corriente alimentada a una carga utilizando un primer dispositivo de medición de corriente; medir una segunda corriente alimentada desde un generador utilizando un segundo dispositivo de medición de corriente; suponiendo que no exista ningún estado de avería por puesta a tierra, aplicar una corrección, función de escalado o función cartográfica para derivar una relación entre las mediciones de modo que el primer dispositivo de medición de la corriente se utilice para calibrar el segundo dispositivo de medición de la corriente, y después comparar las mediciones de la primera y segunda corriente e indicar un estado de avería si la diferencia supera un valor predeterminado.
13. Un procedimiento según se reivindica en la reivindicación 12, en el que la corrección, el escalado o la representación cartográfica varía como una función del tiempo para mantener las mediciones fundamentalmente iguales.
- 45 14. Un procedimiento según se reivindica en la reivindicación 13, en el que la variación tiene una constante temporal de modo que las diferencias a corto plazo pueden detectarse como un estado de avería.

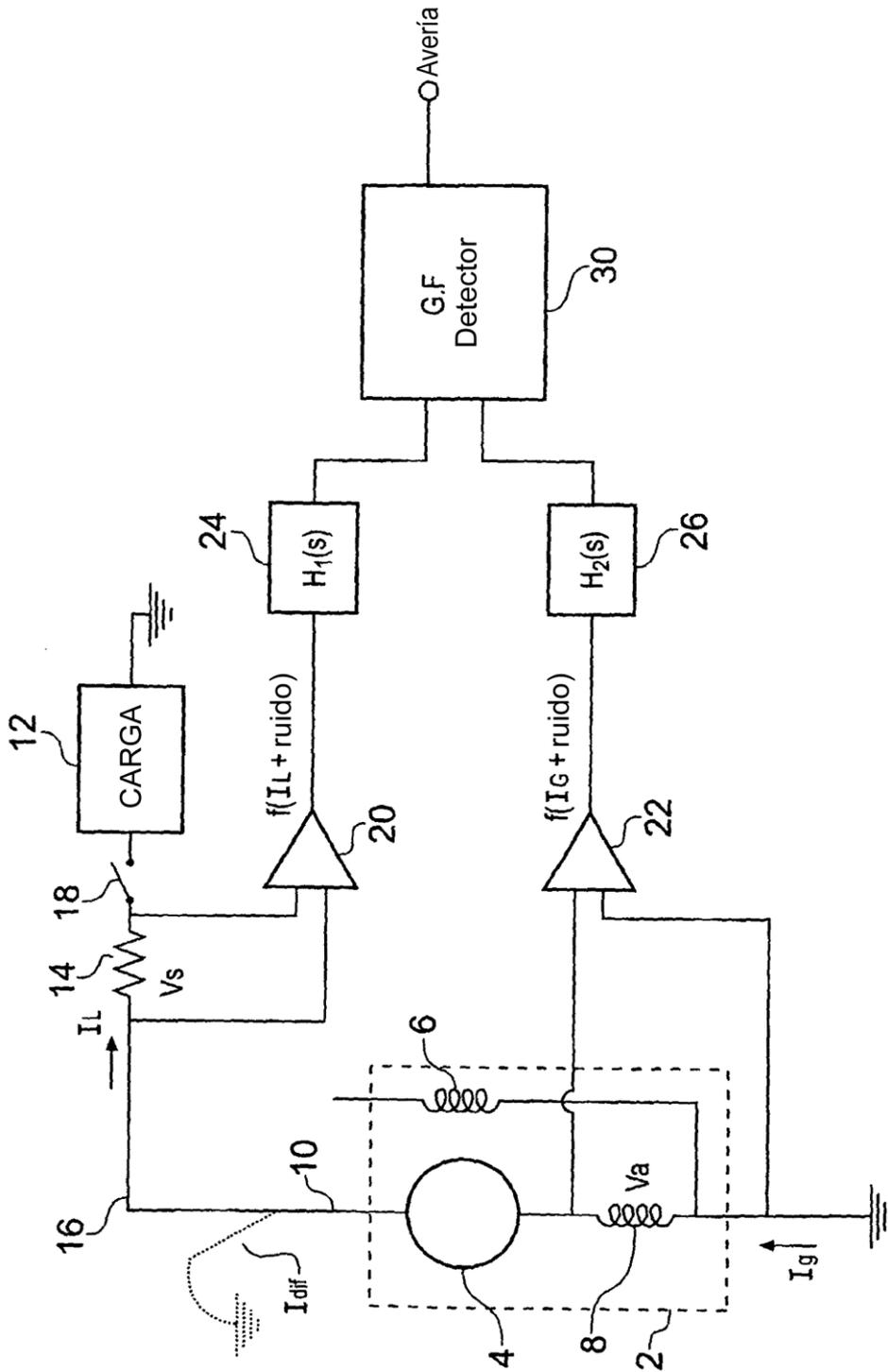


Fig. 1

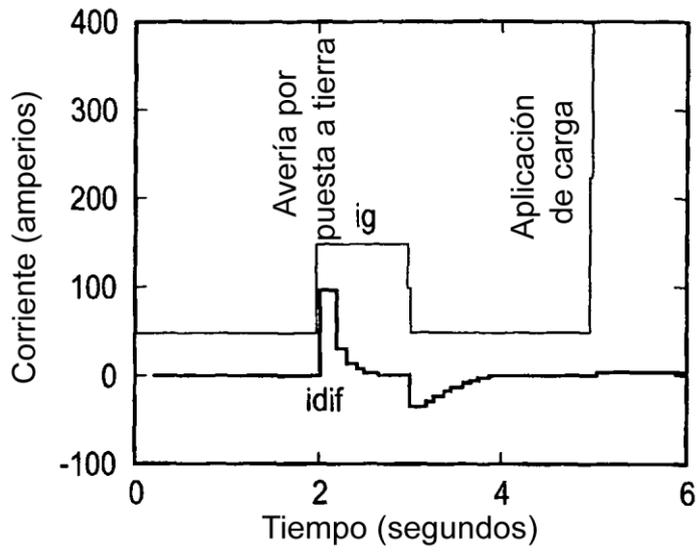


Fig. 2

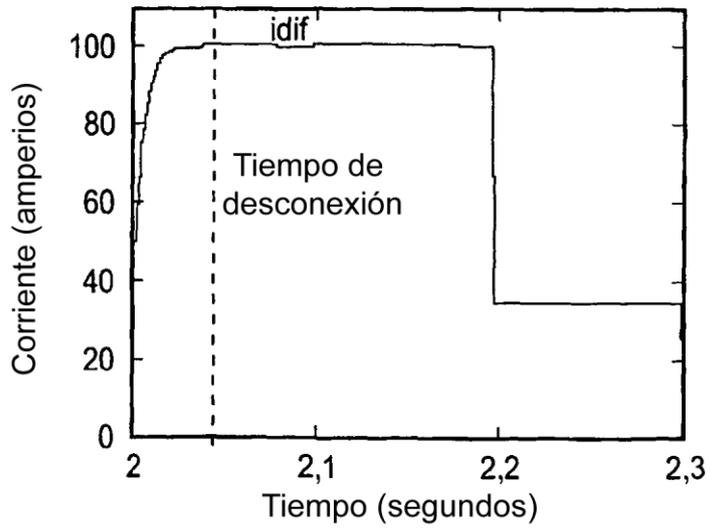


Fig. 3

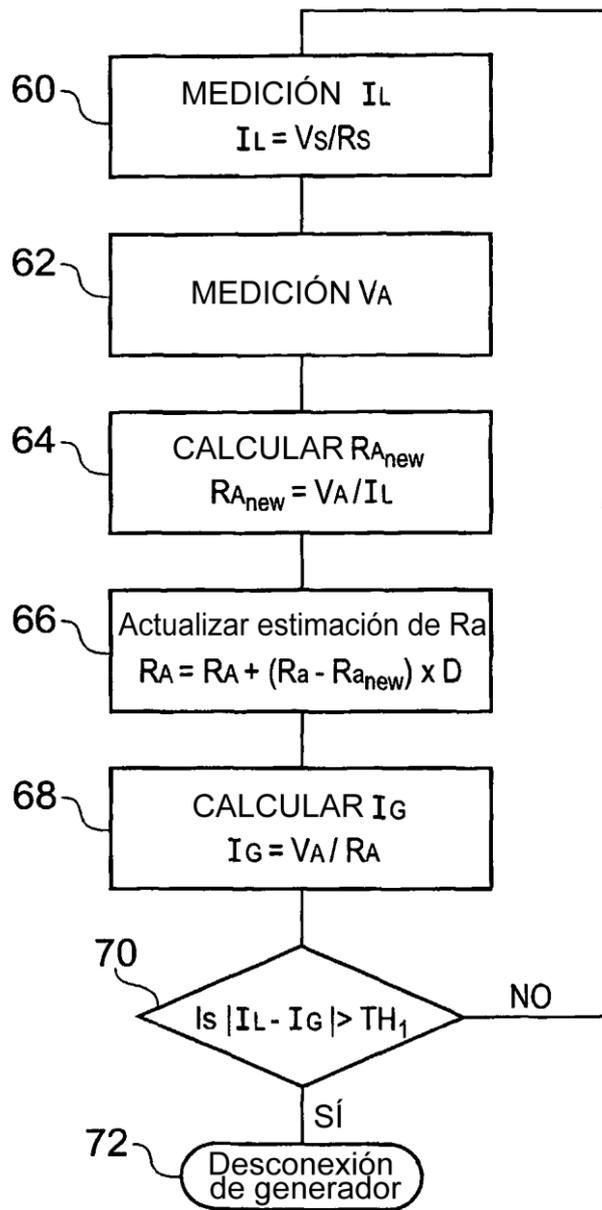


Fig. 4

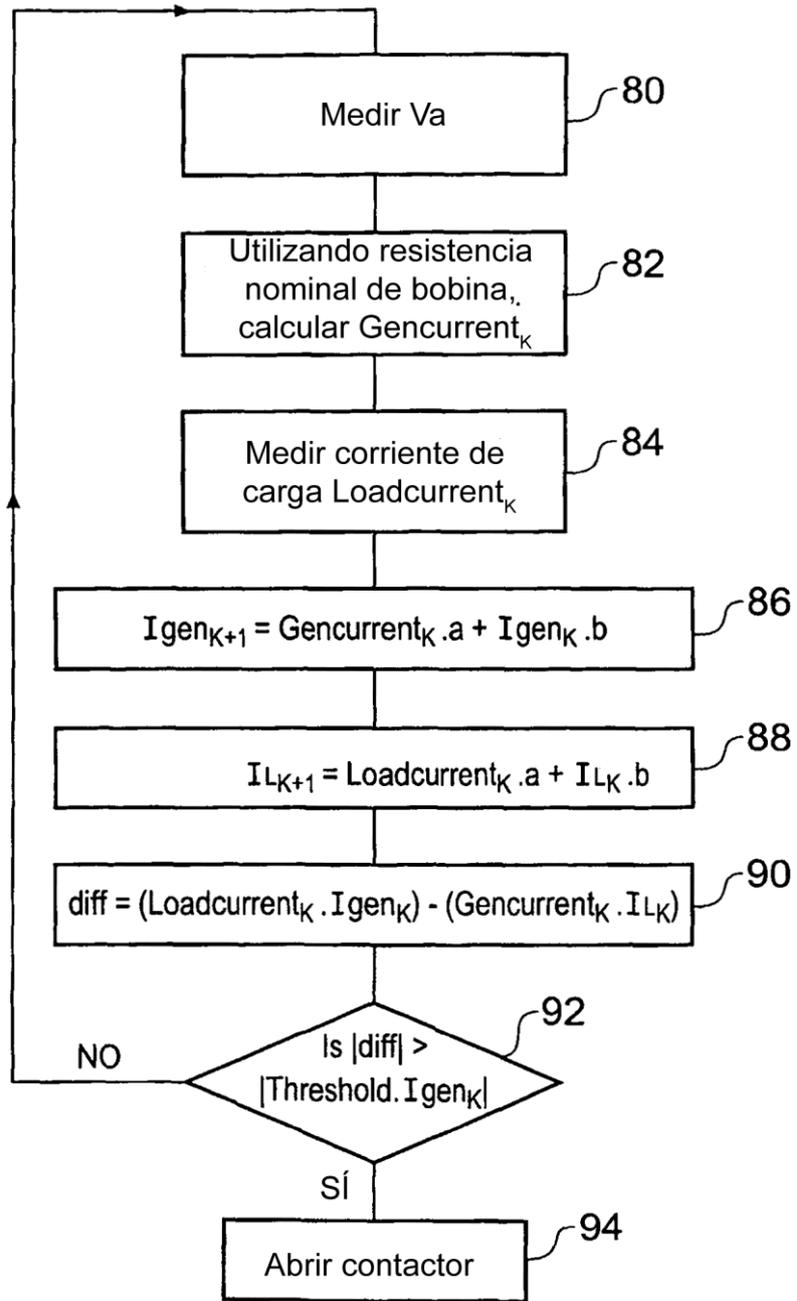


Fig. 5