

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **1 238 704**

21 Número de solicitud: 201931535

51 Int. Cl.:

H02J 3/00 (2006.01) **H02J 9/06** (2006.01)
H02J 3/01 (2006.01)
H02J 9/06 (2006.01)
H02J 3/01 (2006.01)

12

SOLICITUD DE MODELO DE UTILIDAD

U

22 Fecha de presentación:

21.09.2018

43 Fecha de publicación de la solicitud:

16.12.2019

71 Solicitantes:

CUADROS ELECTRICOS NAZARENOS S.L. (100.0%)
Ctra. de la Esclusa s/n. Pol.Industrial Torrecuellar
41011 Sevilla ES

72 Inventor/es:

CAMPOS BIZCOCHO, José Francisco y
GONZÁLEZ ÁNGEL, Miguel Ángel

74 Agente/Representante:

CARVAJAL Y URQUIJO, Isabel

54 Título: **SISTEMA DE CONMUTACIÓN ELÉCTRICO**

ES 1 238 704 U

DESCRIPCIÓN

SISTEMA DE CONMUTACIÓN ELÉCTRICO

5

SECTOR DE LA TÉCNICA

La presente invención es de aplicación en los Sectores Eléctrico y de las Telecomunicaciones, más concretamente, en las instalaciones eléctricas donde se dispone de suministro de electricidad desde dos o más acometidas eléctricas o sistemas similares que tengan necesidad de un tiempo de respuesta mínimo o inexistente ante una falla en la alimentación primaria.

10

En particular pertenece a aquellos sistemas que, tras el fallo en una de las redes de suministro, activan las medidas para realizar el suministro desde la segunda acometida.

15

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Muchas son las publicaciones existentes y los dispositivos fabricados para intentar adelantar la detección de un fallo en la red principal, y así conseguir disponer lo antes posible de una segunda alimentación, bien de emergencia o a través de una segunda acometida. Los Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (SAI) consiguen mantener la alimentación eléctrica a las cargas críticas durante el tiempo necesario en volver a disponer de electricidad, bien por la vía de la segunda acometida o bien por la vía de la alimentación principal. El dimensionamiento de las baterías del SAI será quien marque el tiempo máximo de funcionamiento sin alimentación por cualquiera de las vías posibles en la instalación.

20

25

El inconveniente de alimentar mediante SAI a grandes cargas es el volumen necesario de baterías para conseguir alimentar grandes centros de consumo, en los que se utilizan los SAI para alimentar sólo puntos críticos de la red (servidores informáticos, servicios de alarma, servicio anti-incendio, etc.), mientras que el resto de las cargas esperan a la conexión de la alimentación secundaria, que puede ser una segunda acometida, un sistema de baterías o un grupo electrógeno. Cada una de las posibilidades dispone de un tiempo de reacción distinto, pero todas ellas tienen en común que no han podido adelantarse al fallo de la red primaria y no han podido impedir la desconexión de todas las cargas por falta de alimentación.

30

35

Un SAI se mantiene siempre funcionando y alimentando a las cargas críticas marcadas por la instalación, la unidad de control del SAI intentará alargar la vida útil de las baterías, las cuales dispondrán habitualmente de un máximo de 5 a 10 años de vida útil, en función de las situaciones de uso que se le soliciten a las mismas y del mantenimiento que se le realice. En cualquier caso, conforme que la vida de las baterías avanza, las prestaciones de las mismas van descendiendo, disponiendo cada vez de un menor tiempo de suministro, con lo que suele haber normalmente un sobredimensionamiento de las mismas para mantener hasta el final de la vida útil las prestaciones necesarias para cubrir las necesidades de la instalación.

- 5
- 10 La compatibilidad entre grupos electrógenos y SAI también se ha estudiado en diversas publicaciones, de donde se puede deducir que un SAI podría detectar la entrada en funcionamiento de un generador diésel, evitando demandar potencia de su entrada hasta que el generador esté preparado para suministrar potencia a las cargas (tensión y frecuencia estables). En cualquier caso, las cargas que mantienen la alimentación de forma ininterrumpida son sólo las conectadas aguas abajo del SAI, ya que el resto estará a la espera de la estabilización de la salida del generador diésel y su posterior conexión. Por otro lado, entre las publicaciones sobre el cambio de modo de funcionamiento a operación en isla, se puede deducir que el evento puede llegar a tener un tiempo de conmutación máximo de aproximadamente 1,3 segundos. Este tiempo no sería problemático en los casos de microrredes donde se incluyen diferentes alternativas de energía renovable, ya que uno de los convertidores electrónicos de la fuente renovable será quien deba controlar la tensión y frecuencia a las cargas durante la ausencia de la red principal y el proceso conmutación a la alimentación secundaria, teniendo un tiempo de transición a modo de operación en isla menor de un segundo. Pero, dado que la aleatoriedad afecta a las fuentes de energía renovables como la solar y la eólica, hace pensar que, ante una caída de la red principal, pudiera suceder que no se disponga de energías alternativas suficientes para soportar la conmutación a la red secundaria, por lo que disponer de un pequeño almacenamiento para dicha transición sería más que conveniente.
- 20
- 25
- 30 Por lo tanto, no se conoce ningún equipo capaz de mantener la alimentación eléctrica durante la conmutación a una red secundaria ante una falla en la red primaria, evitando que las cargas lleguen a desconectarse.

EXPLICACIÓN DE LA INVENCION

A la vista de las limitaciones del estado de la técnica, sería deseable garantizar un procedimiento de actuación y un sistema eléctrico que se conectará en paralelo a las
5 cargas de una instalación eléctrica, a través del embarrado principal, y que puede suministrar energía durante el tiempo suficiente para que se haya producido la completa conmutación a una fuente de alimentación secundaria en caso de fallo de la red eléctrica principal de suministro.

La invención comprende un convertidor DC/AC (corriente continua/corriente alterna)
10 bidireccional que se conecta por un lado al embarrado principal de la instalación (lado AC) y, por otro lado, a una fuente de almacenamiento auxiliar, que puede estar basada en ultracondensadores (lado DC).

Además, se dispone de una unidad de control que gobierna el funcionamiento del conjunto, obteniendo las señales de la red eléctrica de un conjunto de sensores que se
15 incluirá en la instalación para actuar en función de los valores analizados. Por ejemplo, la unidad de control puede generar una instrucción de inyección temporal de energía desde la fuente de alimentación auxiliar de DC al convertidor de DC/AC, durante el tiempo de conmutación entre la fuente de alimentación principal y secundaria y con ello evitar problemas de transición durante la conmutación.

Ventajosamente, la fuente de alimentación auxiliar de DC usa ultracondensadores ya
20 que permiten la inyección y absorción de grandes cantidades de potencia durante períodos cortos de tiempo. De forma que, se logra que el tiempo de respuesta sea muy pequeño, pudiendo suministrar la potencia demandada por las cargas de la instalación durante el intervalo de tiempo transitorio entre la caída de la red principal y la conexión
25 a la red secundaria.

La invención funciona conectada continuamente al embarrado principal de entrada de la instalación eléctrica y con el procedimiento de la invención, el cual distingue dos modos de funcionamiento principales, el modo normal y el modo de conmutación.

La unidad de control de la invención supervisa las variables de la instalación eléctrica
30 para conocer el modo de funcionamiento en cada momento, por ejemplo: La unidad de control indica además las acciones necesarias dentro de cada modo de operación en función de las diversas situaciones que se produzcan.

La invención dispone de dos modos principales de funcionamiento:

35 Modo de funcionamiento normal:

Durante el modo de funcionamiento normal permanece en un estado de alerta por si se necesita actuar pasando a modo de conmutación. Durante el modo de funcionamiento normal, la invención opcionalmente también compensa la energía reactiva de las cargas conectadas a la instalación, además de contribuir a la estabilización de la tensión del embarrado principal. Estos puntos, añadidos a la posibilidad del control de armónicos en el embarrado principal, son valores añadidos que se añaden en algunas realizaciones de la invención.

Modo de funcionamiento de conmutación:

La ventaja de la invención se demuestra cuando hay que cambiar del modo de funcionamiento normal al modo de conmutación, este cambio se produce cuando se detecta una falla en la red principal. El origen del fallo no importa, la invención detecta, mediante la lectura de la red de sensores, la ausencia de alimentación en la red principal o un fallo en la estabilidad que afecte a la tensión y la frecuencia de la red. En ese momento, la invención ordena, a través de una unidad de control, la desconexión del interruptor general de la instalación y pasa a controlar la tensión y la frecuencia suministrada al embarrado principal, manteniendo en todo momento la alimentación a las cargas. En paralelo, la unidad de control ordena llevar a cabo el proceso de conmutación a la red secundaria, para conseguir mantener el suministro eléctrico durante todo el tiempo que dure el corte de suministro en la red principal conectando la instalación a la acometida secundaria o red eléctrica de respaldo

Remarcar que, durante el proceso de conmutación, la red eléctrica de respaldo necesita un tiempo antes de poder suministrar energía a las cargas conectadas en la instalación. Durante dicho tiempo, que se denomina tiempo de conmutación, la energía consumida por las cargas se suministra a través del convertidor DC/AC desde la fuente de almacenamiento auxiliar con los ultracondensadores hasta el embarrado principal.

El tiempo de conmutación es variable y viene dado principalmente por el tipo de alimentación secundaria de respaldo, siendo muy corto en caso de disponer, por ejemplo, de una segunda acometida a través de otra subestación eléctrica y, siendo un tiempo mayor, en caso de disponer de una alimentación de emergencia a través de un generador diésel. El generador diésel necesita de un tiempo de estabilización de la tensión y la frecuencia antes de poder suministrar potencia a su salida. En suma, este tiempo de conmutación depende en cada caso, del tipo de alimentación secundaria o de la aplicación para la que está diseñada la instalación.

La unidad de control de la invención examina la señal de salida de la red secundaria,

cuando se dispone de la sincronización de la tensión de salida del convertidor DC/AC con la tensión suministrada por la red, se indica la orden de cierre del interruptor de la red secundaria. Una vez conectada la red secundaria, las cargas de la instalación comienzan a alimentarse de la energía proveniente del grupo electrógeno sin haber detectado el cambio entre la red principal y la secundaria.

Una vez conectada la red secundaria de alimentación, la unidad de control de la invención puede distinguir en función del tipo de alimentación secundaria:

- Si dicha alimentación secundaria es una segunda acometida desde la red de distribución general, la invención volverá a un estado de funcionamiento normal, aunque con la alerta activada de retorno a la red principal.

- Si la segunda alimentación proviene de un grupo de generación diésel, de baterías o de una fuente de energía alternativa, el convertidor DC/AC de la invención, mantendrá un control de tensión y frecuencia y la alerta activada de retorno a la red principal.

Así, cuando se detecta que la red principal vuelve a estar disponible y es estable, la unidad de control comienza el proceso inverso de conmutación para restituir la alimentación por la vía habitual. En este proceso inverso, la invención activa de nuevo el control para mantener la tensión y la frecuencia y ordena la apertura del interruptor de conexión de la red secundaria. Una vez abierto dicho interruptor, mantiene su modo de operación para realizar la sincronización con la tensión de red primaria antes de ordenar el cierre del interruptor principal. Una vez que se restablece la alimentación normal de la instalación, la invención retorna al modo de funcionamiento normal, volviendo a controlar la tensión de los ultracondensadores, controlando la potencia reactiva de las cargas de la instalación y estabilizando la tensión del embarrado principal.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

A continuación, se describen brevemente unos esquemas incluidos en la sección de dibujos. Se han indicado los más relevantes, puesto que las opciones son múltiples y sería inviable su representación.

- Fig. 1A. Esquema de instalación convencional con grupo electrógeno de respaldo alimentando toda la instalación.
- Fig. 1B. Esquema de instalación con grupo electrógeno de respaldo y la invención. Este esquema está basado en la Fig. 1A, añadiendo un sistema de conmutación eléctrico según la invención y eliminando la batería de

condensadores y la unidad de regulación de los interruptores.

- Fig. 2A. Esquema de instalación convencional con doble acometida a red.
- Fig. 2B. Esquema de instalación con doble acometida de red y la invención, se basa en la Fig. 2A, donde la unidad de regulación de los interruptores y la batería de condensadores se eliminan para sustituirse por un sistema de conmutación eléctrico según la invención.
- Fig. 3A. Esquema de instalación convencional con doble alimentación por grupo electrógeno.
- Fig. 3B. Esquema de instalación con doble grupo electrógeno y un sistema de conmutación eléctrico según la invención basado en la Fig. 3A, en este esquema se cambia la unidad de regulación de los interruptores de los grupos por un sistema según la invención.
- Fig. 4A. Esquema de instalación convencional con grupo electrógeno alimentando a una parte de la instalación.
- Fig. 4B. Esquema de instalación con red secundaria de menor potencia y con la invención. En este esquema, basado en la Fig. 4A, se incluye un sistema de conmutación eléctrico según la invención eliminando la unidad de regulación de los interruptores, manteniendo la batería de condensadores al estar en una zona independiente de la instalación eléctrica.
- Fig. 5 diagrama de bloques de un sistema de conmutación eléctrico según la invención.

REALIZACIÓN PREFERENTE DE LA INVENCION

25

Con referencia a las figuras anteriores y para un mejor entendimiento, se detallan ejemplos de realización no limitativos del alcance de la invención.

En las Figs. 1A a 4A, se aprecian varios ejemplos de esquemas unifilares de instalaciones eléctricas convencionales donde es posible utilizar ventajosamente la invención. Por otra parte, en las Figs. 1B a 4B se aprecian las instalaciones eléctricas anteriores, pero ya incorporando realizaciones de la invención. Las realizaciones incluyen un convertidor DC/AC, una fuente de almacenamiento de ultracondensadores y una unidad de control para el conjunto. Una red de sensores se situaría en diversos puntos de la instalación desde donde se enviarían las señales hasta la unidad de control

35

que está incluida en el sistema. Los componentes del sistema se apreciarán en mayor detalle con referencia a la Fig. 5.

5 En la Fig. 1A se ilustra un ejemplo convencional, donde el grupo electrógeno **11** sirve de respaldo a un transformador **10** de la instalación para suministrar energía a todas las cargas **9** de la instalación. Una unidad de regulación **20** actúa sobre los dos interruptores principales **7a,7b** de las acometidas y, adicionalmente, sobre el interruptor **7c** asociado a la batería de condensadores **21**, ya que, durante el funcionamiento del grupo electrógeno **11**, dicha batería de condensadores **21** debe quedar desactivada. Hay
10 adicionalmente unos interruptores **8** asociados a las cargas **9**.

La Fig. 1B ilustra una realización de la invención como transición a alimentación por grupo electrógeno **11** sin paso por cero. Se aprovecha la energía almacenada en ultracondensadores **5** incluidos como parte del sistema **1** para, a través de un control de
15 tensión y frecuencia, controlar el suministro con los interruptores **8** para las cargas **9** conectadas al embarrado principal de la instalación, pudiendo utilizarse el embarrado del grupo electrógeno **11**. Para ello, el sistema de conmutación eléctrico **1** lee la señal proporcionada por unos sensores **12** instalados en la conexión a la red principal donde está el transformador **10** o en la conexión con el grupo electrógeno **11**. El sistema **1**
20 consigue que, ante una conmutación entre las dos acometidas de la instalación, la red de distribución y el grupo electrógeno diésel, sea por ejemplo por fallo en la red de distribución o por planificación de mantenimiento en el transformador de conexión, las cargas sigan recibiendo alimentación en todo momento hasta la estabilización de la generación producida por el grupo electrógeno diésel. Esto se logra gracias a que hay
25 disponible energía almacenada en los ultracondensadores **5** que puede ser inyectada con el convertidor DC/AC **4**. De la misma forma, cuando se retorna a la alimentación a través la red de distribución una vez estabilizada, se realiza la conmutación inversa manteniendo la alimentación a las cargas **9** de la instalación sin que sufran el corte de suministro en ningún momento.

30

En general, cualquier realización del sistema de conmutación eléctrico puede incluir:

- Un convertidor DC/AC **4** bidireccional con dos modos de funcionamiento, como fuente de corriente y como fuente de tensión, que actuarán en el modo de funcionamiento normal y el modo de emergencia respectivamente.
- Una unidad de almacenamiento en ultracondensadores **5**, el cual gestiona su
35

estado de carga a través del convertidor DC/AC **4**.

- Una unidad de control **2** para la gestión y coordinación del conjunto de elementos y las actuaciones del sistema. Dispondrá de entradas analógicas para la comunicación con una red de sensores y salidas digitales a relés para el control sobre los interruptores y otros actuadores del sistema.
- Opcionalmente, puede incluir su red propia de sensores y actuadores para la gestión del sistema o bien, alternativamente, conectarse con otros ya existentes.

El sistema de conmutación eléctrico estará gobernado por la unidad de control que será quien marque las directrices principales y quien controle las alarmas y estados, así como las actuaciones sobre los equipos que lo componen.

Una variante de la realización anterior de la FIG. 1B, se refiere a un sistema de transición a alimentación desde generación basada en fuentes renovables sin paso por cero que utiliza la medida de tensión de la alimentación principal para detectar la necesidad de cambiar el punto de suministro a la alimentación por fuentes renovables. En este caso, el sistema de conmutación eléctrico **1** analiza el consumo de las cargas conectadas en la instalación y la generación de cada instante, de forma que en la transición se realice la adecuación necesaria entre generación y consumo. Si dispone de mayor cantidad de consumo que de generación por fuentes renovables, la fuente de almacenamiento en ultracondensadores suministra energía para realizar un deslastre de cargas controlado, de forma que se reduzca el consumo en los puntos menos críticos para la instalación.

Esta variante de realización del sistema sería la misma que la representada en la Fig. 1B, pero cambiando el grupo electrógeno **11** de generación diésel por una fuente de energía renovable, sea eólica, fotovoltaica, etc.

La FIG. 2A ilustra un esquema de una instalación convencional con doble acometida a la red de distribución, bien por disponer de dos centros de transformación desde la misma subestación eléctrica, dos centros de transformación alimentados desde distintas subestaciones o dos transformadores **10a**, **10b** desde el mismo centro de transformación. En la instalación se encuentra conectada la batería de condensadores **21** de forma continua, puesto que las dos acometidas provienen de la red de distribución. Una unidad de regulación **20** gestiona los interruptores principales **7a**, **7b** que abren o cierran la conexión con los transformadores **10a**, **10b**. Hay otros interruptores

adicionales **8** para las cargas **9** y para la batería de condensadores **21**.

FIG. 2B ilustra una realización de la invención como sistema de transición a alimentación secundaria por red sin paso por cero que utiliza la medida de tensión de cada una de las alimentaciones para detectar la necesidad de cambiar el punto de suministro de la red principal a la secundaria, en función de parámetros de estabilidad basados tanto en las variaciones de tensión como en las de frecuencia. Al igual que en la Fig. 1B, el sistema **1** lee la señal proporcionada por unos sensores **12** instalados donde está cada transformador **10a**, **10b** para realizar adecuadamente la conexión a cada acometida.

El sistema **1** consigue que, ante un fallo en cualquiera de las dos acometidas, se mantenga la alimentación a las cargas en todo momento durante la conmutación entre las acometidas. En este caso, también se puede utilizar el sistema **1** para mantenimientos planificados sobre alguna de las acometidas, realizando la misma función que ante un fallo de alguna de las acometidas.

Por otro lado, el sistema **1** consigue compensar la energía reactiva de la instalación mediante su sistema de control, por lo que se elimina la necesidad de la batería de condensadores en la instalación.

En Fig. 3A se muestra un esquema convencional de una instalación alimentada únicamente por grupos electrógenos **11a**, **11b**. En este caso, no se incluye la batería de condensadores, ya que la alimentación siempre proviene de un grupo electrógeno **11a**, **11b**. Una unidad de regulación **20** gestiona los interruptores principales **7a**, **7b** que abren o cierran la conexión del embarrado principal con cualquiera de los grupos electrógenos **11**. También, hay otros interruptores adicionales **8** para las cargas **9** que se conectan al embarrado principal de la instalación.

La Fig. 3B muestra una realización de la invención como transición entre los dos sistemas de alimentación diésel, utilizando para ello la medida de tensión de la alimentación principal, detectando la necesidad de cambiar el suministro a la segunda acometida. Para ello, en esta realización del sistema **1** se lee la señal proporcionada por unos sensores **12** instalados en la conexión a la red de cada grupo electrógeno **11a**, **11b**.

El sistema **1** consigue realizar la conmutación entre los dos grupos electrógenos de alimentación bien por fallo de uno de ellos o por la alternancia en el funcionamiento que

suele utilizarse en este tipo de instalaciones, dando descanso a los grupos electrógenos de forma periódica. Durante el tiempo que dure la conmutación, el sistema **1** mantiene la alimentación a las cargas desde el sistema de almacenamiento propio del sistema **1**, consiguiendo que no resulten afectadas por el apagón instantáneo durante dicha conmutación.

Otra variante de realización se refiere a un sistema **1** con capacidad de conmutación a alimentación desde una fuente secundaria de menor potencia con interruptor de acople sin paso por cero. En muchas instalaciones, el sistema de alimentación secundario dispone de una potencia nominal menor que la potencia nominal de la instalación principal, donde la alimentación a través de la red de respaldo suministrará energía a las cargas **9** más críticas de la instalación.

La Fig. 4A se muestra una instalación convencional que dispone de una parte crítica que dispone de una alimentación de respaldo a través de un grupo electrógeno **11**, el cual será de menor potencia nominal que la acometida principal. En caso de fallo en la alimentación principal, la unidad de regulación **20** abrirá el interruptor principal **7a** de acople aislando la acometida principal de la zona crítica de la instalación, de forma que cuando se cierra el interruptor principal **7b** se consigue alimentar dicha zona mediante el grupo electrógeno **11** independientemente de la acometida donde se ha producido el fallo eléctrico.

La Fig. 4B muestra una realización de la invención en la que la potencia disponible en el sistema **1** coincide con la potencia del grupo electrógeno, inferior a la potencia global de la instalación, pero suficiente para alimentar las cargas **9** consideradas críticas dentro de la instalación. El sistema de conmutación **1** controlará los interruptores de conexión a grupo **7b** y el interruptor de acople **7a**, en función de las señales obtenidas por los sensores **12**.

El sistema **1** consigue evitar la desconexión de las cargas dentro de la zona crítica cuando se produce un fallo o un apagón en la acometida de la red principal a través del transformador **10**, suministrando y controlando la energía demandada por las cargas críticas durante la conmutación y el proceso de arranque del grupo electrógeno.

Brevemente, se describen aspectos particulares de la invención en otras realizaciones.

5 Se puede implementar un control para estabilización del voltaje y la frecuencia de la red basado en electrónica de potencia y apoyado en el sistema de almacenamiento de ultracondensadores que utiliza la medida de voltaje de la red para analizar la estabilidad de la misma y conseguir compensar mediante la inyección y/o absorción de potencia las inestabilidades que se produzcan. La inyección y absorción de potencia se realiza a través del sistema de ultracondensadores, que será el almacenamiento disponible para disponer de la energía necesaria.

10 Se puede implementar un procedimiento de control para el sistema de transición a alimentación vía generador diésel sin paso por cero que incluye los modos de funcionamiento normal y de conmutación, de forma que entre ambos modos no se detenga el suministro de energía a las cargas conectadas en la instalación. Los pasos claves dentro del procedimiento son:

- 15
- Modo de funcionamiento normal
 - Detección de falla en la red principal
 - Orden de apertura del interruptor general de red
 - Cambio a modo de funcionamiento de emergencia
 - Orden de arranque al grupo electrógeno diésel
- 20
- Suministro de energía a las cargas
 - Verificación de estabilidad de la tensión de salida del grupo electrógeno diésel
 - Sincronización con la tensión del grupo electrógeno diésel
 - Orden de cierre del interruptor de grupo electrógeno diésel
 - Verificación de señal de tensión en la red principal y estabilidad de la misma

25 cuando vuelva a estar disponible

- Orden de apertura de interruptor de grupo electrógeno diésel
- Sincronización con la tensión de la red principal
- Orden de cierre del interruptor de red
- Cambio a modo de funcionamiento normal

30 En los pasos anteriores se incluye tanto el cambio a modo de emergencia como el retorno a modo de funcionamiento normal, una vez que se haya observado estabilidad en la tensión de alimentación principal de la instalación.

35 Se puede implementar un procedimiento de control para la compensación de potencia reactiva basado en electrónica de potencia que utiliza en el modo de funcionamiento

normal. Para este procedimiento se emplea la medida de corriente hacia las cargas de la instalación, de forma que se calcula en el procesador del sistema de control central la potencia reactiva de las cargas y, a través del convertidor DC/AC, se compensa dicha potencia reactiva de cara a la red de alimentación principal, manteniendo el total de potencia reactiva desde la red principal cercana a cero.

Se puede implementar un procedimiento de control para la compensación de armónicos basado en electrónica de potencia. La medida de corriente se utiliza para obtener el valor de la distorsión armónica en corriente y calcular la corriente armónica a inyectar en el embarrado principal para contrarrestar los armónicos presentes, de forma que por el cableado de la instalación no circule toda la corriente armónica, puesto que provoca calentamientos perjudiciales y pérdidas por efecto Joule que suponen pérdidas de rendimiento en la instalación eléctrica.

Se puede implementar un procedimiento de control para permitir el arranque de motores durante el funcionamiento de una red secundaria de menor potencia que la principal. Se utilizan los equipos de almacenamiento de ultracondensadores para suministrar el pico inicial de corriente necesario para el arranque de motores, siempre y cuando la potencia nominal del motor sea cubierta por la potencia nominal de la red de suministro. Este punto se cumple cuando, en una instalación eléctrica, la alimentación secundaria es de una potencia menor que la principal (sea un generador diésel, fuente renovable o acometida de menor calibre que la principal). En este caso, puede suceder que no se permita el arranque de determinados motores por superar la potencia de arranque a la potencia nominal de la instalación secundaria. Cuando esto se produce, la invención puede suministrar potencia adicional para cubrir el exceso de potencia durante el arranque hasta alcanzar el régimen permanente y poder alimentar el motor posteriormente con la potencia de la red secundaria sin ayuda adicional.

La Fig. 5 ilustra en detalle los elementos principales que incluye el sistema **1** en sus diferentes realizaciones.

Las realizaciones anteriores del sistema de conmutación **1** pueden comprender un convertidor inversor DC/AC bidireccional **4** y una fuente de almacenamiento basado en ultracondensadores **5**. El convertidor DC/AC **4** será el encargado de cargar y descargar los ultracondensadores **5** en función de las necesidades marcadas por la unidad de

control **2**, que es la responsable de establecer los procedimientos en función de los valores obtenidos por unos sensores **3**. La ejecución de las órdenes procedentes de la unidad de control **2** se llevará a cabo a través de actuadores para conseguir las aperturas y cierres de los interruptores de conexión de red principal **7a**, red secundaria **7b** y el propio interruptor de conexión **8** general del sistema **1**.

La fuente de almacenamiento de ultracondensadores **5** puede ser escalada en función de la necesidad de energía para el suministro a las cargas **9** de la instalación eléctrica durante el tiempo de conmutación entre las distintas acometidas disponibles.

10

La unidad de control **2** está basada preferentemente en un procesador digital de señales con capacidad para soportar entornos industriales con elevadas perturbaciones electromagnéticas. Además, preferentemente dispone de una arquitectura modular con soporte para diferentes protocolos de comunicación con otros equipos. Puede incluir también los algoritmos de control necesarios para los cambios en los modos de operación de la invención, para la recepción de las medidas y para la realización de las actuaciones sobre el conjunto de la instalación, pudiendo incorporarse señales digitales de entrada para conocer el tipo de cargas conectadas en cada momento para adecuar el funcionamiento a dicha tipología. Entre otras conexiones, existirá conexión mediante protocolo Ethernet, de modo que se pueda monitorizar el equipo de forma remota si se le habilita conexión a internet.

20

El convertidor electrónico de potencia DC/AC **4** está basado en semiconductores de potencia, siendo similar en cuanto a topología a cualquier convertidor inversor para plantas fotovoltaicas, aunque la diferencia fundamental radica en los algoritmos integrados en la unidad de control **2** del convertidor DC/AC **4** para permitir diferentes funcionamientos y cambios en los modos de operación. El control interno del convertidor también se basa preferiblemente en un procesador digital de señales con suficiente capacidad para soportar las funcionalidades.

30

La aplicación industrial de esta invención es directa, ya que la necesidad de evitar el apagado temporal de los equipos cada vez es mayor y son numerosas las empresas que sufren pérdidas económicas por pequeños huecos de tensión producidos en la red.

La invención, además de su aplicación al fallo de la red de alimentación principal, logra

35

estabilizar el valor de la tensión en el embarrado principal de una instalación, de forma que, ante pequeñas caídas de alimentación o subidas repentinas de voltaje, el sistema actuará cediendo o absorbiendo respectivamente la energía necesaria para dicha estabilización. En casos de redes de baja estabilidad, como puede suceder en núcleos
5 insulares no conectados a la red continental, la estabilización de la tensión y la frecuencia juega un papel fundamental en el suministro eléctrico.

El otro valor añadido de la invención con el control de la potencia reactiva de las cargas puede conseguir que se eliminen las baterías de condensadores para compensación de
10 reactiva, puesto que la potencia nominal de la invención será similar a la potencia global de la instalación y, por tanto, mucho mayor que la del sistema de compensación de reactiva por batería de condensadores.

Referencias numéricas

- 15 1 Sistema de conexión (invención);
- 2 Unidad de control;
- 3 Conexión para los sensores;
- 4 Convertidor DC/AC;
- 5 Unidad de almacenamiento de ultracondensadores;
- 20 6 Conexión de los actuadores;
- 7c, 7a, 7b Interruptor de conexión;
- 8 Interruptor de conexión a una carga
- 9 Cargas de la instalación de cliente;
- 10, 10a, 10b Transformador;
- 25 11, 11a, 11b Grupo electrógeno;
- 12 Sensor;
- 13 Actuador;
- 20 Unidad de regulación de interruptores;
- 21 Batería de condensadores;

30

REIVINDICACIONES

1. Sistema de conmutación eléctrico (1) que comprende:

5 - un convertidor DC/AC (4) configurado para conectarse con una fuente de alimentación principal de AC (10,10a,11a) que suministra energía a una o más cargas (9) y con una fuente de alimentación eléctrica secundaria (11,10b,11b);

caracterizado por que el sistema (1) comprende además:

10 - una fuente de alimentación auxiliar de DC que comprende una pluralidad de ultracondensadores (5);

- una unidad de control (2) configurada para examinar la señal de la red eléctrica a través de una pluralidad de sensores (12) conectados a la red eléctrica de la fuente de alimentación principal de AC y de la fuente de alimentación secundaria de AC,

15 identificar una señal transitoria de fallo en dicha red eléctrica y generar una instrucción de conmutación, de la fuente de alimentación principal de AC a la fuente de alimentación eléctrica secundaria, a través del accionamiento de unos interruptores (7c,7a,7b);

20 generar una instrucción de inyección temporal de energía desde la fuente de alimentación auxiliar de DC al convertidor de DC/AC, durante el tiempo de conmutación entre la fuente de alimentación principal y secundaria.

2. Sistema de conmutación eléctrico según la reivindicación 1, donde la unidad de control está configurada para examinar la señal de la red eléctrica de la fuente de alimentación secundaria de AC, y sincronizar la tensión del convertidor DC/AC con dicha red.

3. Sistema de conmutación eléctrico según la reivindicación 1 o 2, donde la unidad de control está configurada para detectar inestabilidades en la señal de la red eléctrica de la fuente de alimentación de AC, y para compensar dichas inestabilidades mediante la inyección y/o absorción selectiva de potencia con los ultracondensadores (5).

4. Sistema de conmutación eléctrico según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, donde las inestabilidades se refieren al menos una de las siguientes:

35 - exceso de potencia reactiva de las cargas (9);

- exceso de corriente armónica;

- voltaje fuera de rango prefijado;
- frecuencia fuera de rango prefijado.

5. Sistema de conmutación eléctrico según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4,
5 donde la unidad de control (2) comprende un procesador digital de señales controlable remotamente.

6. Sistema de conmutación eléctrico según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5,
10 donde la fuente de alimentación principal de AC (10,10a,11a) se realiza a través de un transformador (10,10a) o un grupo electrógeno (11a).

7. Sistema de conmutación eléctrico según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6,
donde la fuente de alimentación secundaria de AC (10,10a,11a) se realiza a través de un transformador (10b) o un grupo electrógeno (11,11b)

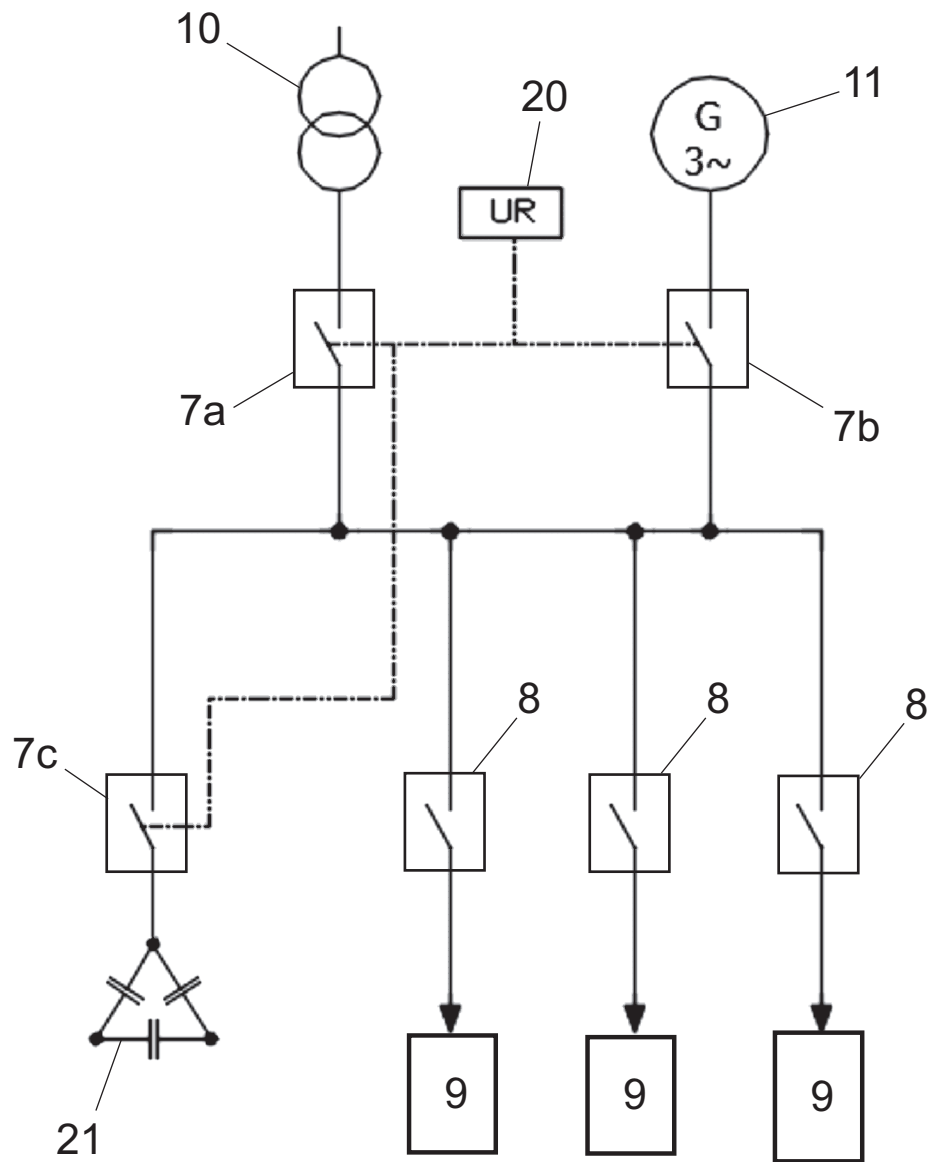


Fig. 1A

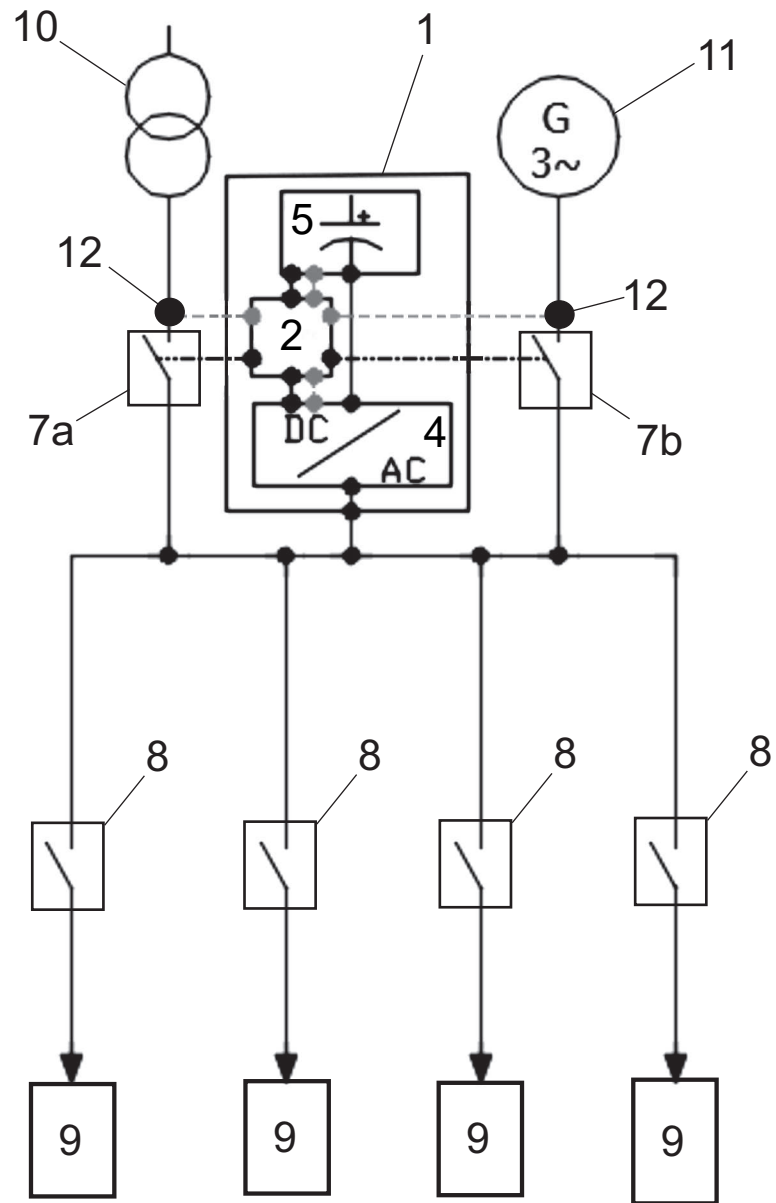


Fig. 1B

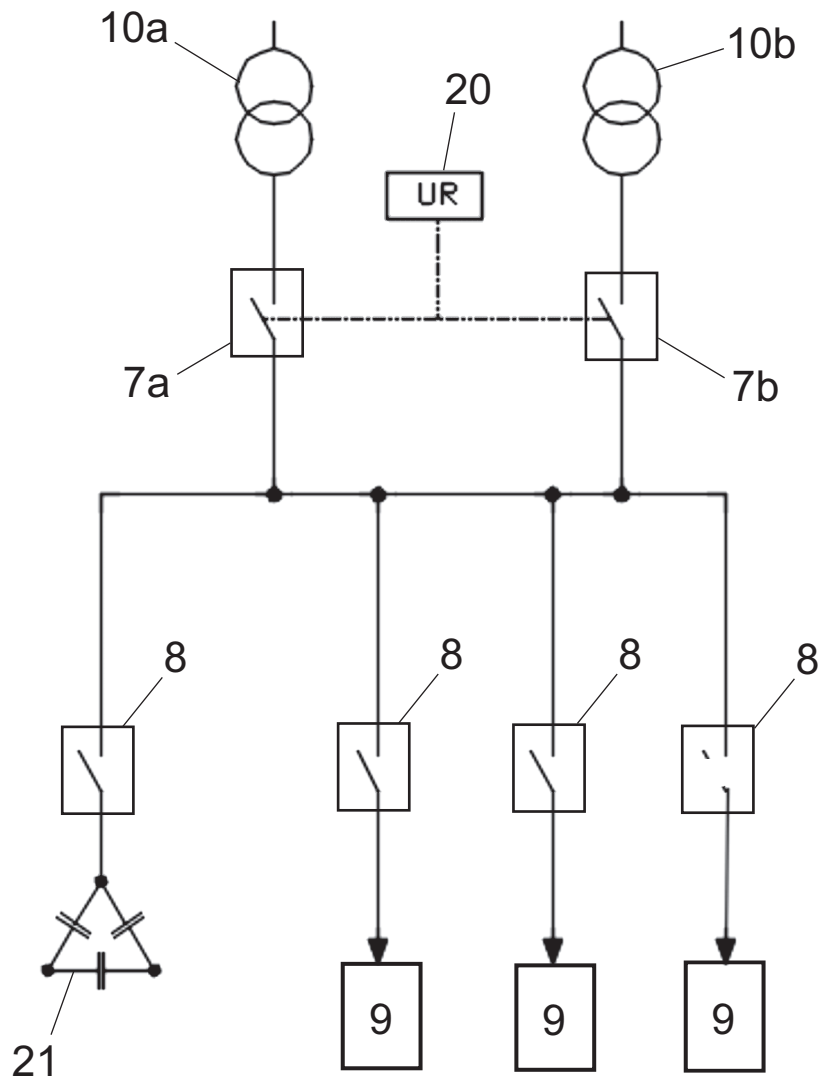


Fig. 2A

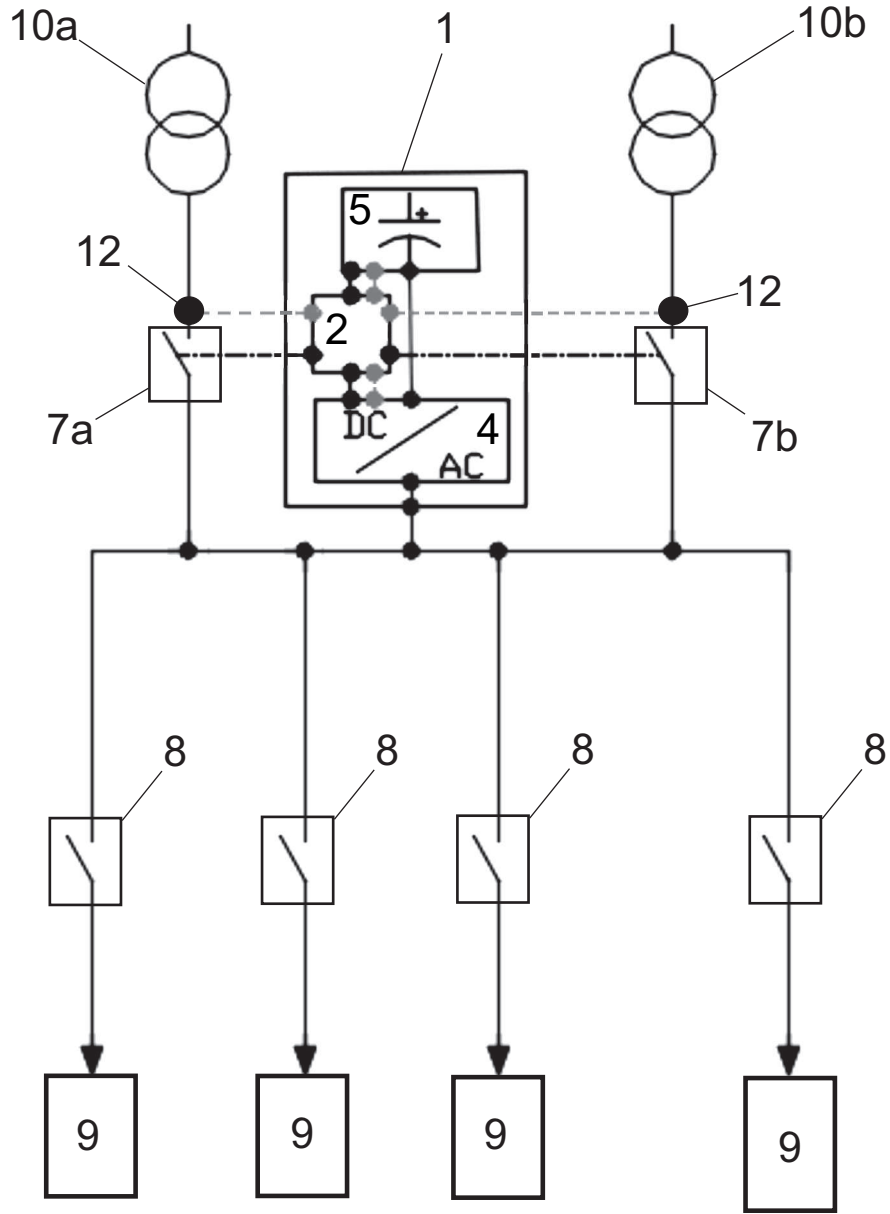


Fig. 2B

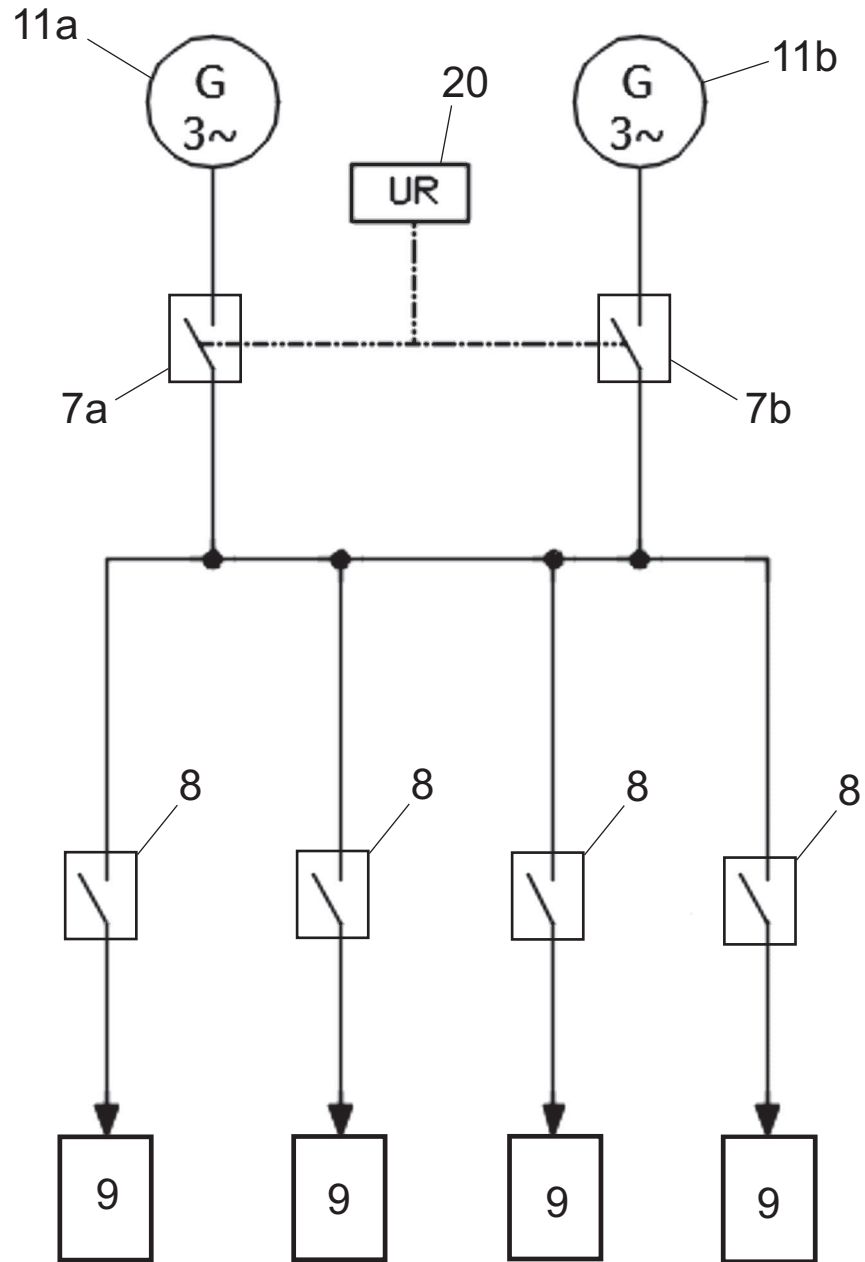


Fig. 3A

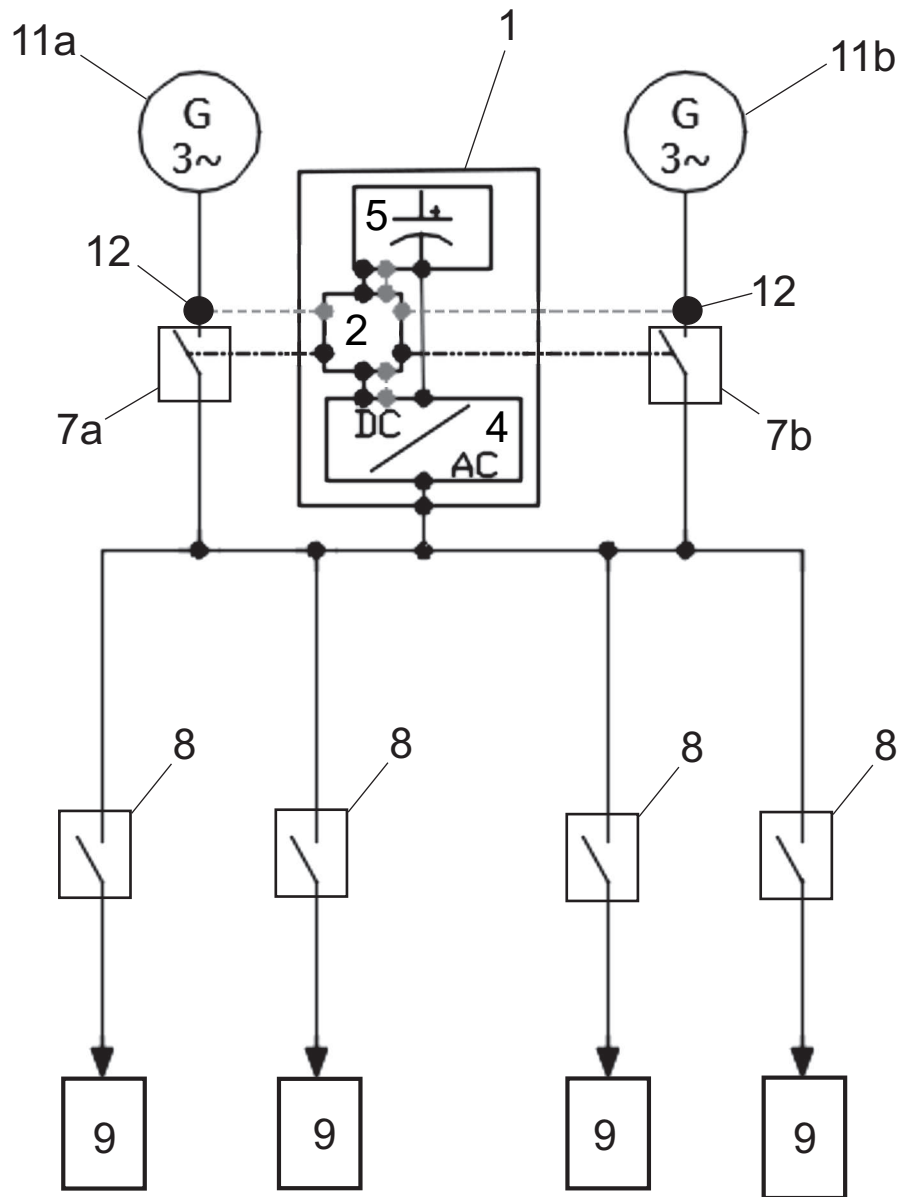


Fig. 3B

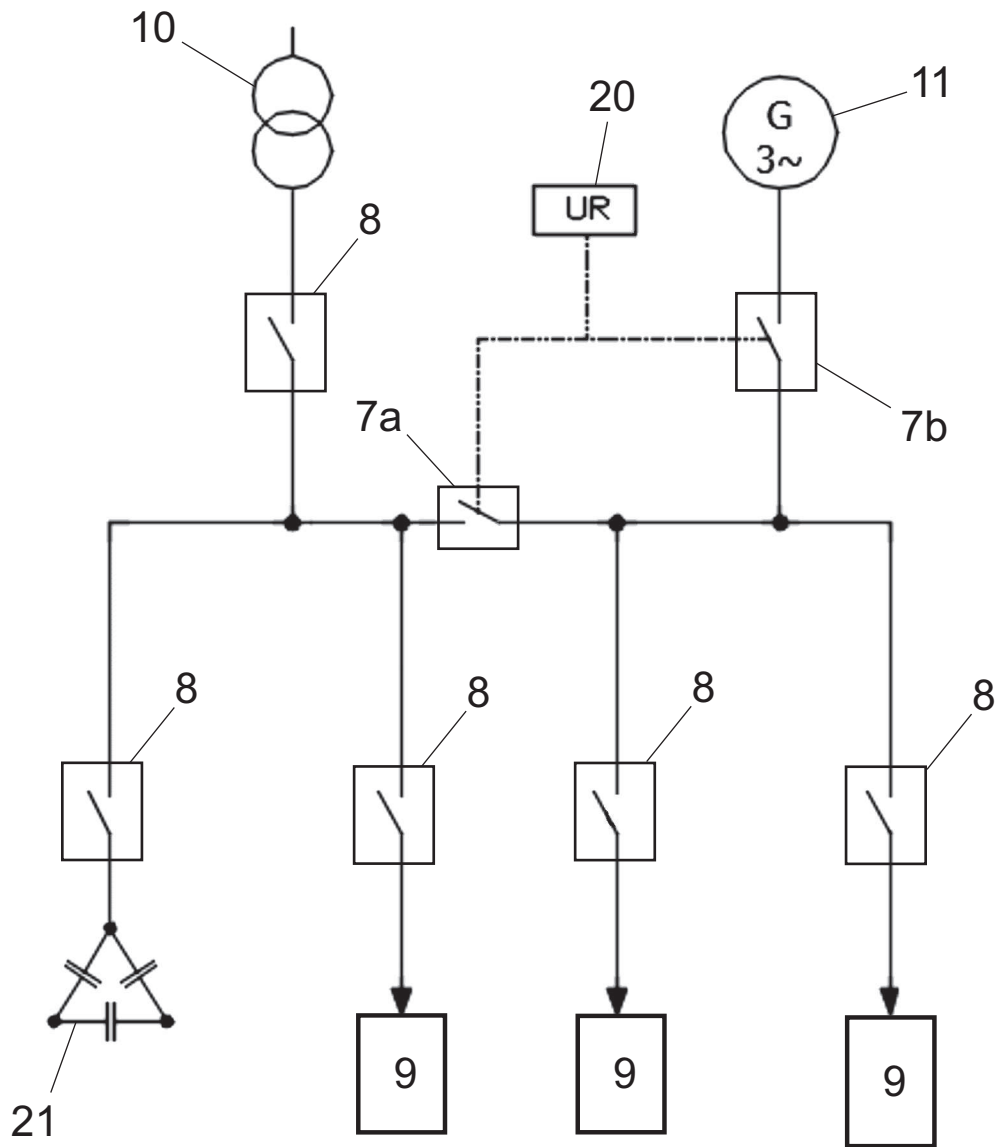


Fig. 4A

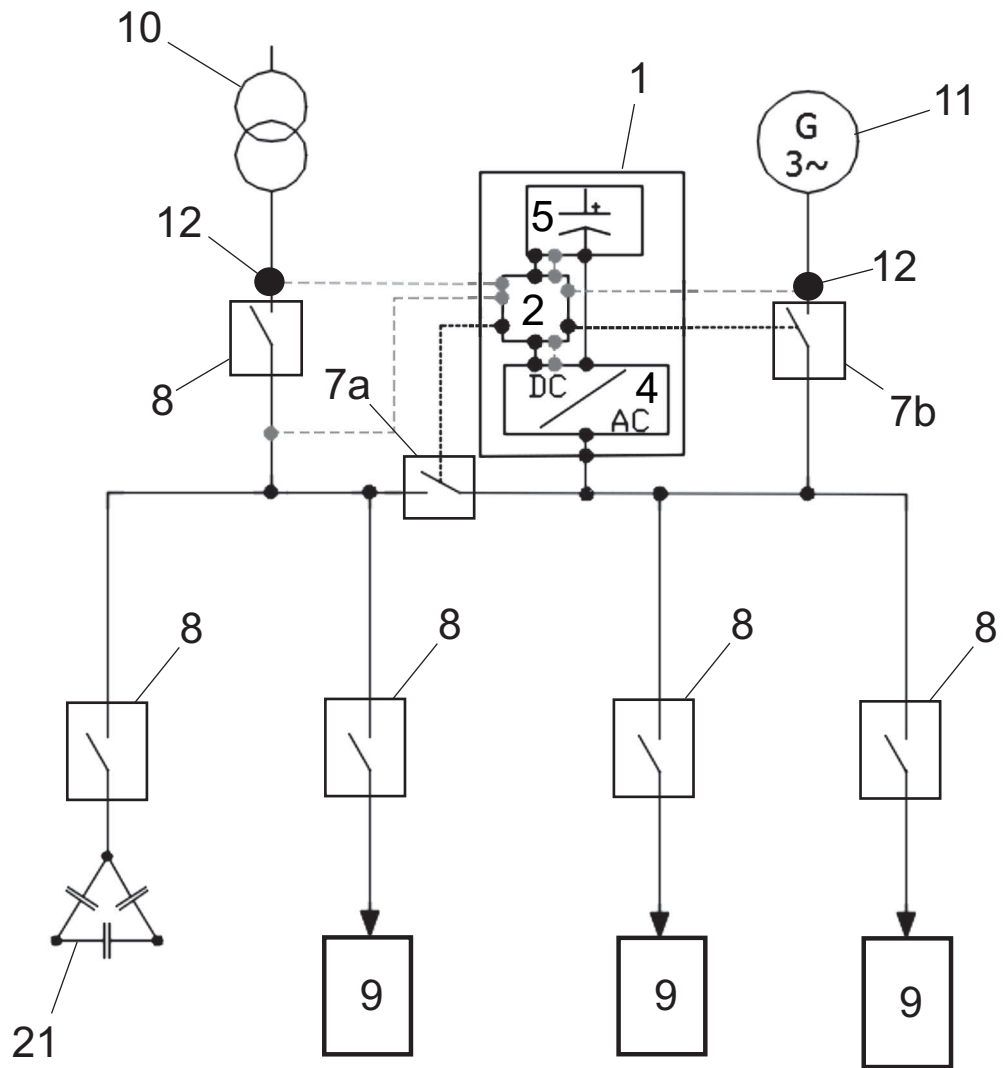


Fig. 4B

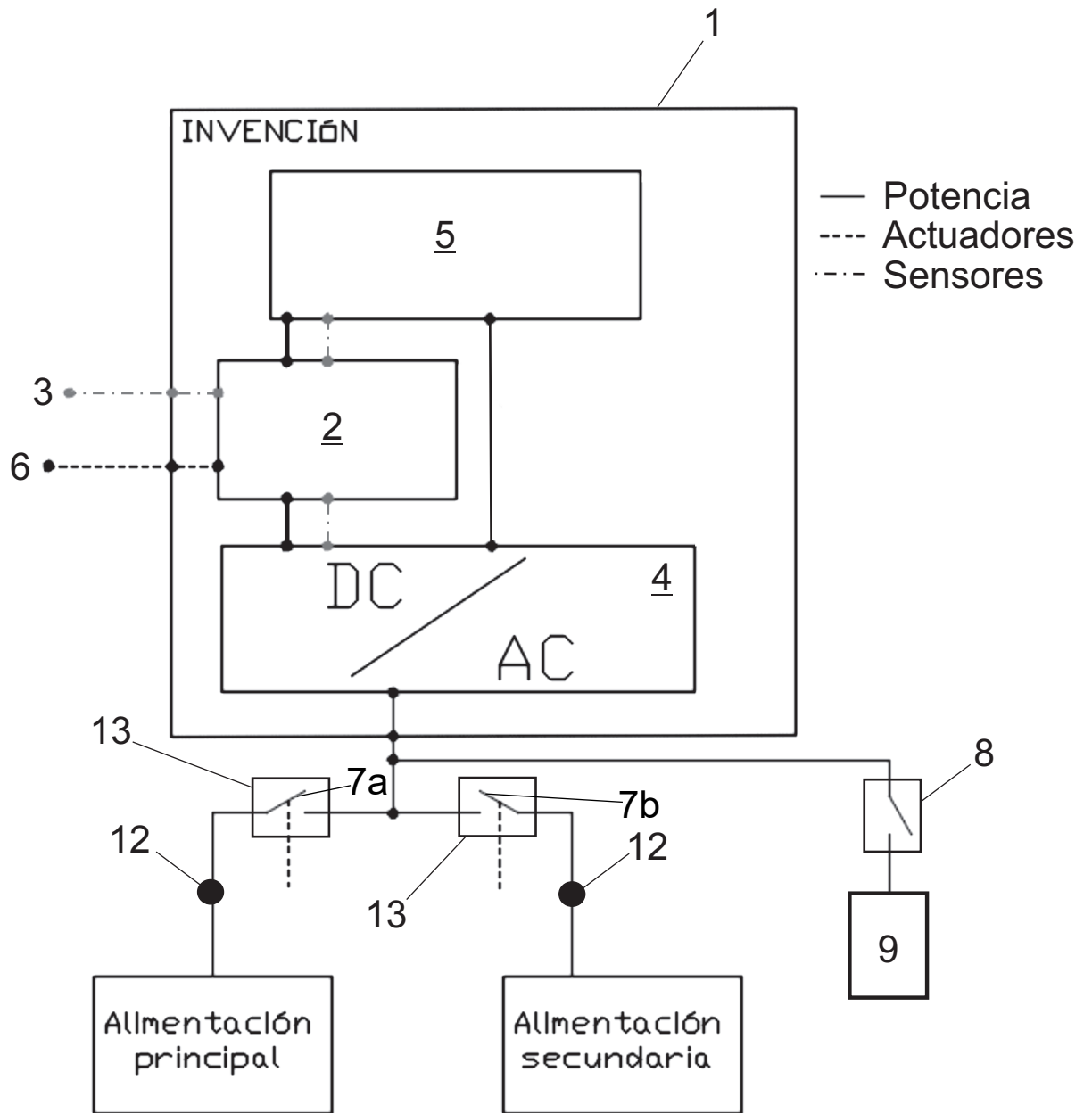


Fig. 5