

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 752 877**

51 Int. Cl.:

**H02J 3/36** (2006.01)

**H02M 1/42** (2007.01)

**H02M 5/45** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **07.04.2016 E 16164155 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **21.08.2019 EP 3200306**

54 Título: **Dispositivo de control para un sistema de HVDC y método de funcionamiento del mismo**

30 Prioridad:

**26.01.2016 KR 20160009649**

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

**06.04.2020**

73 Titular/es:

**LSIS CO., LTD. (100.0%)  
127, LS-ro, Dongan-gu, Anyang-si  
Gyeonggi-Do 14119, KR**

72 Inventor/es:

**CHOI, YONG KIL**

74 Agente/Representante:

**SÁNCHEZ SILVA, Jesús Eladio**

**ES 2 752 877 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**

Dispositivo de control para un sistema de HVDC y método de funcionamiento del mismo

5 Antecedentes

La presente descripción se refiere a un dispositivo de control en un sistema de corriente continua de alta tensión (HVDC) y un método de funcionamiento del mismo, y más particularmente a un dispositivo de control en un sistema de HVDC y un método de funcionamiento del mismo que monitorea la disponibilidad de un componente en un sistema de HVDC para medir la disponibilidad del sistema de HVDC, evaluar y controlar el sistema de HVDC basado en el mismo.

Un sistema de corriente continua de alta tensión (HVDC) es un sistema que convierte la energía de corriente alterna (CA) recibida en energía de corriente continua (CC) para transmitir la energía convertida en asociación con un sistema de energía de CA y permite que un lado de recepción convierta la energía de CC de vuelta a la energía de CA para transmitir la energía convertida.

La Figura 1 muestra la configuración de un sistema de HVDC general.

Como se muestra en la Figura 1, un sistema de HVDC 100 puede incluir un área de CA, un área de CC y un área de transmisión de CC.

El área de CA incluye un compensador de energía reactiva 122 que considera un sistema de energía de CA asociado 110, un filtro de armónicos de CA 124 para disminuir una onda armónica del sistema que se genera a partir del sistema de energía de CA 110, y una onda armónica característica que se genera a partir del sistema de HVDC 100 y un transformador convertidor 126 para transformar una tensión de CA. En este caso, un compensador estático síncrono (STATCOM) o un reactor de derivación en lugar del compensador VAR estático (SVC) en la Figura 1 también se puede utilizar como el compensador de energía reactiva 122.

El área de CC incluye una válvula de tiristor 132 para la conversión de energía y un reactor de nivelación de CC 134 para nivelar un componente de corriente de CC.

Las estaciones convertoras pueden estar conectadas por una línea de transmisión de CC 140 que utiliza un cable de CC o un cable procesado.

Como tal, dado que el sistema de HVDC 100 es un sistema que convierte una tensión y una corriente para suministrar energía de un extremo de generación a un extremo de recepción en asociación con una red eléctrica, la integridad o el rendimiento del sistema deben evaluarse necesariamente si la construcción del sistema está completado. El sistema de HVDC 100 puede evaluarse aproximadamente en función de la pérdida y la disponibilidad. Sin embargo, ahora es cierto que no se recopila información sobre los estados y los estados disponibles de componentes en el sistema de HVDC 100. Además, no existe un método particular para medir la disponibilidad del sistema de HVDC 100.

El documento EP 2 945 248 A1 describe un aparato para un diseño de aislamiento. El aparato para un diseño de aislamiento, que realiza el diseño de aislamiento de un sistema de transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC), incluye una unidad de adquisición de información de operación del sistema de transmisión de HVDC que adquiere información de operación de un antiguo sistema de transmisión de HVDC de una parte de control del antiguo sistema de transmisión de HVDC, una unidad de adquisición de especificaciones de diseño que adquiere una especificación de diseño del antiguo sistema de transmisión de HVDC, una unidad de adquisición de requisitos de diseño que adquiere un requisito de diseño de un sistema de transmisión de HVDC actual y una unidad de diseño de sistema de transmisión de HVDC que diseña el sistema de transmisión de HVDC actual en el base de la especificación de diseño del antiguo sistema de transmisión de HVDC, la información de funcionamiento del antiguo sistema de transmisión de HVDC y los requisitos de diseño del actual sistema de transmisión de HVDC.

De conformidad con MeBner, J., and Wild, G. (1992) Digitale HGU-Leittechnik mit hoher Verflugbarkeit. Elektrotech. Z., 113 (22/23), 1422 - 1426, la construcción de un sistema de transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC) para la transmisión de energía eléctrica a largas distancias requiere altos costos de inversión. Para poder operar el sistema de manera económica, sobre todo con alta disponibilidad, se requiere un sistema de control digital especial que consta de los siguientes componentes: sistema operativo y de monitoreo, control, regulación y medición, sistema de detección de alarma y falla, sistema de comunicación, dispositivo de telecomunicaciones, interfaz de control remoto y dispositivos de protección. Esta moderna tecnología de control digital de HVDC puede estructurarse de tal manera que sus ventajas puedan optimizarse de conformidad con la relación costo-beneficio. Los resultados no solo revelan parámetros importantes como la confiabilidad del sistema, la disponibilidad y los tiempos de inactividad, sino que también proporcionan información importante sobre posibles debilidades. El tiempo de inactividad puede reducirse mediante detección temprana rápida (autodiagnóstico), diagnóstico remoto a través de circuitos de módem o reparación sin apagado del sistema.

El documento CN 103178512 A describe un método de evaluación de confiabilidad del sistema de transmisión energía

de corriente continua. El método incluye: obtener la hora de interrupción del canal equivalente de un sistema de transmisión de energía de corriente continua dentro de un período de conteo preestablecido; calcular el porcentaje de la hora de interrupción del canal equivalente contabilizando el período de conteo como la indisponibilidad operativa del canal; calcular la disponibilidad operativa del canal de conformidad con una fórmula de conformidad con la cual la disponibilidad operativa del canal es igual a uno más la indisponibilidad operativa del canal; y adoptar la disponibilidad operativa del canal para evaluar la confiabilidad del sistema de transmisión de energía de corriente continua. El método de evaluación de confiabilidad del sistema de transmisión de energía de corriente continua es más científico, y cuando se calcula una proporción de tiempo disponible del sistema de transmisión de energía de corriente continua dentro del período de conteo adoptando la disponibilidad operativa del canal, el nivel de influencias en toda la red eléctrica causada por el estado de operación no disponible del sistema de transmisión de energía de corriente continua en cada momento se tiene en cuenta adicionalmente mediante ponderación, de modo que los defectos de los índices de disponibilidad de energía originales se superan en gran medida.

El documento CN 104767217 A describe un método para adquirir la confiabilidad de un sistema de transmisión de energía de corriente continua basado en una matriz de parámetros, que comprende las siguientes etapas: determinar un diagrama de bloques de confiabilidad del sistema de conformidad con la topología y el estado de funcionamiento de una transmisión de energía de corriente continua sistema; extraer información estadística en ejecución de cada componente y calcularla para obtener parámetros de confiabilidad del componente, y establecer modelos de confiabilidad del subsistema de conformidad con el modo de conexión del componente; combinar los modelos de confiabilidad del subsistema mediante un método de matriz de parámetros y calculando para obtener un modelo de confiabilidad del sistema de transmisión de corriente continua; y seleccionar índices de confiabilidad, y calculando los índices de confiabilidad en base al modelo de confiabilidad del sistema, para lograr el propósito de la evaluación de confiabilidad del sistema de transmisión de corriente continua.

## 25 Resumen

La invención se define en las reivindicaciones independientes adjuntas. Las modalidades preferidas se abordan en las reivindicaciones dependientes adjuntas.

30 Los problemas técnicos que deben lograrse en las modalidades no se limitan a los problemas técnicos como se describió anteriormente y otros problemas técnicos no mencionados se entenderían claramente a partir de las siguientes descripciones por un experto en la técnica a la que pertenecen las modalidades propuestas.

35 Los detalles de una o más modalidades se exponen en los dibujos adjuntos y la descripción a continuación. Otras características serán evidentes a partir de la descripción y los dibujos, y de las reivindicaciones.

### Breve descripción de los dibujos

40 La Figura 1 muestra la configuración de un sistema general de corriente continua de alta tensión (HVDC).  
 La Figura 2 muestra la disponibilidad de un sistema de HVDC medido por una modalidad.  
 La Figura 3 muestra el proceso de cálculo de la disponibilidad de un sistema de HVDC de conformidad con una modalidad.  
 La Figura 4 es un diagrama de bloques de un dispositivo de control de conformidad con una modalidad.  
 La Figura 5 muestra la configuración de un sistema de HVDC de conformidad con una modalidad.  
 45 La Figura 6 muestra el proceso de operar un dispositivo de control en un sistema de HVDC de conformidad con una modalidad.

### Descripción detallada de las modalidades

50 La invención está definida por las reivindicaciones independientes. Las reivindicaciones dependientes definen modalidades ventajosas.

A continuación, se describen modalidades particulares en detalle con referencia a los dibujos adjuntos.

55 Los términos utilizados aquí son términos generales ampliamente utilizados en relación con la tecnología correspondiente si es posible, pero en casos especiales, el solicitante ha seleccionado términos arbitrariamente, en cuyo caso sus significados se describen en detalle cuando se describe la invención correspondiente. Por lo tanto, se observa que la presente descripción debe entenderse con el significado de un término, no con el nombre del término. En la siguiente descripción, el término 'incluido' no excluye la presencia de otros componentes o etapas que son diferentes de los enumerados.  
 60

La Figura 2 muestra la disponibilidad de un sistema de corriente continua de alta tensión (HVDC) medido por una modalidad.

65 Incluso cuando un sistema está en un estado de operación, no significa que un usuario siempre pueda usar el sistema. Es decir, el sistema puede necesitar una reparación o experimentar una falla. Por lo tanto, la disponibilidad se utiliza

para indicar cuánto puede usar un sistema un usuario. La disponibilidad puede ser una medida para medir la confiabilidad de un sistema.

5 La disponibilidad puede definirse como la relación de un tiempo durante el cual el sistema opera normalmente. Es decir, la disponibilidad se obtiene mediante la división de un valor que se obtiene restando un tiempo no disponible del tiempo total disponible, por el tiempo total disponible. Por el tiempo no disponible, el sistema no puede usarse por alguna razón.

10 El tiempo total disponible se refiere a un tiempo durante el cual el sistema puede operar. El tiempo total disponible puede expresarse mediante la suma del tiempo disponible y el tiempo no disponible.

El tiempo disponible es el tiempo durante el cual se enciende el sistema o se proporciona un servicio, y se define como un tiempo de actividad.

15 El tiempo no disponible es un tiempo durante el cual el sistema está apagado o no se proporciona un servicio, y se define como un tiempo de inactividad. Es decir, el tiempo no disponible es un tiempo durante el cual el sistema en sí puede funcionar, pero por alguna razón no está disponible, el sistema está apagado o normalmente no funciona. El tiempo no disponible puede incluir un tiempo para el mantenimiento del sistema, un tiempo para manejar una falla o defecto y un tiempo para una actualización del sistema.

20 En este caso, la disponibilidad se expresa mediante la siguiente ecuación:

25 
$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{Tiempo de actividad}}{\text{Tiempo de actividad} + \text{tiempo de inactividad}} \times 100 \dots \dots (1).$$

30 La tabla en la Figura 2 representa la disponibilidad de un sistema de HVDC 100 y el tiempo de parada anual correspondiente. El tiempo de parada anual representa el tiempo que el sistema de HVDC 100 puede no funcionar durante un año (365 días) y corresponde a un tiempo de inactividad. Si la disponibilidad del sistema de HVDC 100 es del 99%, es difícil usar el sistema de HVDC durante tres días, 15 horas y 36 minutos de 365 días. Además, en el caso de que la disponibilidad del sistema sea del 99,9999%, el sistema normalmente no funciona durante 32 segundos de 365 días.

35 La Figura 3 muestra el proceso de cálculo de la disponibilidad de un sistema de HVDC de conformidad con una modalidad.

40 El sistema de HVDC 100 de conformidad con la modalidad puede construirse de conformidad con una solicitud de un consumidor, tal como un proveedor de energía. En este caso, el administrador del sistema de HVDC 100 tiene que operar el sistema de HVDC 100 de conformidad con el tiempo de solicitud del consumidor. En el caso de que el tiempo de operación del sistema de HVDC 100 no satisfaga el tiempo de solicitud del consumidor, corresponde a un accidente del sistema. Por lo tanto, el administrador del sistema de HVDC 100 supervisa el estado de operación del sistema de HVDC 100. En particular, es posible medir la disponibilidad del sistema de HVDC 100, y analizar y evaluar el estado del sistema de HVDC 100 basado en el mismo para tomar una acción para mejorar el sistema de HVDC 100.

45 A continuación, la disponibilidad del sistema de HVDC 100 se define en la modalidad. La operación de analizar y evaluar el sistema de HVDC 100 en función de la disponibilidad calculada para tomar una acción para la mejora del sistema de HVDC 100 se describe a continuación con referencia a la Figura 6.

50 La disponibilidad del sistema de HVDC 100 puede definirse como la relación de un tiempo durante el cual el sistema de HVDC 100 está funcionando normalmente. Es decir, la disponibilidad se obtiene dividiendo el tiempo de operación real por el tiempo operativo total.

55 El tiempo operativo total se refiere a un tiempo durante el cual el sistema puede operar.

60 De conformidad con una modalidad, el tiempo operativo total puede establecerse de conformidad con una solicitud de un consumidor. Es decir, el administrador del sistema de HVDC 100 establece el sistema de HVDC para que el sistema de HVDC 100 funcione durante el tiempo solicitado por el consumidor, cuando se construye el sistema de HVDC 100, y el administrador opera el sistema de HVDC 100 de conformidad con la configuración. No hay necesidad de operar el sistema de HVDC 100 por un tiempo que exceda el tiempo de solicitud del consumidor. Por lo tanto, incluso si el sistema de HVDC 100 puede funcionar continuamente durante 361 días por año, el tiempo operativo total se convierte en 350 días si el tiempo de solicitud del consumidor es de 350 días. En este caso, el tiempo operativo total se convierte en el tiempo de solicitud del consumidor.

65 El tiempo de operación real es un tiempo durante el cual el sistema de HVDC 100 está funcionando normalmente. En

este caso, el tiempo de operación real es un tiempo que se obtiene excluyendo, del tiempo operativo total, un tiempo durante el cual el sistema está apagado o no funciona por algunas razones de inoperabilidad. Las razones de inoperabilidad pueden incluir un tiempo para el mantenimiento del sistema de HVDC 100, un tiempo para lidiar con una falla o defecto, un tiempo para una copia de seguridad o actualización del sistema, o similares.

Un tiempo de parada planificado no corresponde a las razones de inoperabilidad. El tiempo de parada planificado es un tiempo que se ha programado para detenerse para el mantenimiento del sistema y una verificación de componentes en la construcción del sistema de HVDC 100. Por lo tanto, se distingue de un momento para el mantenimiento del sistema y una verificación de componentes que ocurre inesperadamente durante la operación del sistema de HVDC 100. El administrador del sistema de HVDC 100 determina sin tener en cuenta el tiempo de parada planificado al determinar el tiempo de solicitud del consumidor y las razones de inoperabilidad, y por lo tanto, el tiempo de parada planificado no se considera al calcular la disponibilidad de conformidad con la presente modalidad. En este caso, la disponibilidad puede expresarse mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{Tiempo de operación real}}{\text{tiempo de solicitud del consumidor}} \times 100 \dots (2).$$

La disponibilidad calculada por la Ecuación 2 puede medirse mediante un dispositivo de control 400 en el sistema de HVDC 100 de conformidad con una modalidad. La configuración detallada del dispositivo de control 400 se describe a continuación con referencia a la Figura 4.

Como se muestra en la Figura 3, el dispositivo de control 400 recopila información de datos operativos para cada componente del sistema de HVDC 100 en la etapa S301. La información de datos operativos puede ser datos sobre el estado disponible de un componente.

De conformidad con una modalidad, el dispositivo de control 400 puede asignar una prioridad o peso a un componente de conformidad con si el componente afecta el funcionamiento del sistema de HVDC 100. En consecuencia, es posible recopilar información de datos operativos sobre un componente en un orden descendente de prioridad o peso o es posible excluir un componente que tiene una prioridad o peso bajo de un objetivo para recopilar información de datos operativos.

El componente puede incluir varios componentes en el sistema de HVDC 100, tales como un compensador de energía reactiva, un conmutador aislado con gas (GIS), un filtro de armónicos de CA, un transformador conversor, una válvula de tiristores, un reactor de nivelación de CC, una línea de transmisión de CC.

El dispositivo de control 400 mide un tiempo de solicitud del consumidor y un tiempo de operación real en el sistema de HVDC 100 en la etapa S302.

El tiempo de solicitud del consumidor es un tiempo solicitado por un consumidor para que el sistema de HVDC 100 funcione, y puede establecerse en la construcción del sistema de HVDC 100.

El tiempo de operación real es un tiempo que se obtiene restando, del tiempo de solicitud del consumidor, un tiempo durante el cual el sistema de HVDC 100 está apagado o normalmente no funciona por algunas razones de inoperabilidad. Las razones de inoperabilidad pueden incluir un tiempo para el mantenimiento del sistema de HVDC 100, un tiempo para lidiar con una falla o defecto, un tiempo para una copia de seguridad o actualización del sistema, o similares. Al determinar el tiempo de solicitud del consumidor y el tiempo de operación real para el cálculo de la disponibilidad, no se considera el tiempo de parada planificado. Por ejemplo, cuando se supone que el tiempo de solicitud del consumidor del sistema de HVDC 100 es de 300 días y el tiempo de parada planificado es de 10 días, el administrador del sistema de HVDC 100 diseñaría el sistema para que el sistema de HVDC 100 funcione durante 300 días, entre los períodos restantes, excluyendo el tiempo de parada planificado, 10 días, después de la construcción del sistema. En este caso, dado que la disponibilidad se define como la relación de un tiempo durante el cual el sistema puede funcionar y un tiempo durante el cual el sistema está normalmente funcionando, el tiempo de parada planificado no corresponde al tiempo operativo. Por lo tanto, el tiempo de parada planificado no se considera al calcular la disponibilidad.

El dispositivo de control 400 calcula la disponibilidad del sistema de HVDC 100 en base al tiempo de solicitud del consumidor medido y el tiempo de operación real, en la etapa S303. En particular, el dispositivo de control 400 puede calcular la disponibilidad como la relación entre el tiempo de operación real y el tiempo de solicitud del consumidor. Mientras que en la Figura 3, se proporcionan descripciones en el supuesto de que el tiempo operativo del sistema de HVDC 100 es el tiempo de solicitud del consumidor, el tiempo operativo puede variar de conformidad con una modalidad. En este caso, la disponibilidad del sistema de HVDC 100 puede definirse como la relación entre el tiempo de operación real y el tiempo operativo.

La Figura 4 es un diagrama de bloques de un dispositivo de control de conformidad con una modalidad.

El dispositivo de control 400 de conformidad con una modalidad puede incluirse en el sistema de HVDC 100 para realizar la protección y el control general del sistema de HVDC 100. La configuración detallada y la operación del sistema de HVDC se describen a continuación con referencia a la Figura 5. De conformidad con una modalidad, el dispositivo de control 400 puede ser un control y protección (C&P) dispositivo en el sistema de HVDC 100.

5 El dispositivo de control 400 de conformidad con la modalidad puede incluir una unidad de comunicación 410, una unidad de almacenamiento 420 y una unidad de control 430.

10 La unidad de comunicación 410 puede realizar comunicación con un componente en el sistema de HVDC 100 para recibir datos sobre el estado disponible del componente. Para este fin, la unidad de comunicación 410 puede conectarse al componente a través de una línea o cable para transmitir y recibir datos. Sin embargo, el método de comunicación que realizan la unidad de comunicación 410 y el componente no está limitado al mismo, y es posible realizar la comunicación mediante todo tipo de técnicas de comunicación por cable/inalámbrica mediante las cuales es posible transmitir y recibir datos, como la comunicación óptica, comunicación por línea eléctrica, comunicación LAN inalámbrica, comunicación móvil.

15 El número de los componentes del sistema de HVDC 100 puede ser al menos uno y estar conectado a la unidad de comunicación 410 del dispositivo de control 400 a través de un cable, como un cable o una línea, u otras técnicas inalámbricas. En este caso, el componente puede medir datos sobre el estado disponible de un componente correspondiente y transmitir los datos medidos al dispositivo de control 400 mediante comunicación con la unidad de comunicación 410.

20 En particular, el componente puede incluir un transformador de corriente (CT), un transformador de energía (PT), una válvula de tiristor, un compensador de energía reactiva, un GIS, un filtro de armónicos de CA, un transformador convertidor, un reactor de nivelación de CC, un interruptor desconectado (DS), un interruptor de tierra (ES), una línea de transmisión de CC o similar.

25 La unidad de almacenamiento 420 puede almacenar datos sobre el estado disponible de un componente y datos sobre la disponibilidad del sistema de HVDC. Mientras que en la Figura 4, la unidad de almacenamiento 420 está incluida en el dispositivo de control 400, la unidad de almacenamiento 420 puede no estar incluida en el dispositivo de control 400 de conformidad con una modalidad.

30 Los datos almacenados en la unidad de almacenamiento 420 pueden clasificarse y almacenarse por componente. Además, los datos pueden actualizarse continuamente para almacenarse en forma de datos acumulados en la unidad de almacenamiento 420. En este caso, una unidad de control 430 que se describirá a continuación puede evaluar y controlar el sistema de HVDC 100 en base a los datos acumulados.

35 La unidad de control 430 puede permitir que la unidad de comunicación 410 reciba datos sobre el estado disponible de un componente desde el componente. En particular, la unidad de control 430 puede usar un cable de conexión, tal como un cable o línea, o comunicación cableada/inalámbrica para recibir datos sobre el estado disponible desde un CT, un PT, un DS y un ES en un componente, tal como una válvula de tiristores, un transformador, un GIS.

40 Alternativamente, la unidad de control 430 puede recopilar información sobre el estado disponible de cada componente del estado de energía de un componente. Es decir, en el caso de que un componente corresponda a un dispositivo pasivo, es posible disparar el componente o mostrar información de estado separada en una interfaz hombre-máquina (HMI).

45 De conformidad con una modalidad, los estados disponibles pueden clasificarse en un estado operativo, un estado inoperable, un estado operativo real, un estado de falla o defecto, un estado de mantenimiento, un estado de respaldo o actualización del sistema, o similares.

50 El estado de operación es un estado en el cual un sistema puede operar. El estado inoperable es un estado en donde el sistema está en un estado de operación pero normalmente no funciona por una razón de inoperabilidad. El estado de operación real es un estado en el cual el sistema opera normalmente. En el caso del estado de mantenimiento, es posible apagar un suministro de energía del sistema para el mantenimiento del sistema y, en el caso del estado de respaldo o actualización del sistema, el sistema puede detener su funcionamiento durante un tiempo predeterminado.

55 La unidad de control 430 puede calcular la disponibilidad del sistema de HVDC que se define como la relación entre el tiempo de operación real del sistema de HVDC 100 y el tiempo operativo del sistema de HVDC 100, en función del estado disponible del componente.

60 El tiempo de operación real del sistema de HVDC 100 puede definirse como un tiempo que excluye el tiempo operativo del sistema de HVDC 100 del tiempo operativo del sistema de HVDC 100. En este caso, el tiempo no operativo del sistema de HVDC 100 puede definirse como un tiempo durante el cual el sistema de HVDC 100 normalmente no funciona por razones de inoperabilidad aunque el sistema de HVDC está en un estado de operación. De conformidad con una modalidad, el tiempo operativo del sistema de HVDC 100 puede ser un tiempo solicitado por un cliente en la

construcción de un sistema.

Las razones de inoperabilidad pueden incluir al menos uno de mantenimiento, un defecto, una copia de seguridad o actualización del sistema.

5 La unidad de control 430 puede almacenar datos sobre el estado disponible de un componente y datos sobre la disponibilidad del sistema de HVDC 100, en la unidad de almacenamiento 420.

10 Entonces, la unidad de control 430 puede realizar una evaluación y control en el sistema de HVDC 100 en base a los datos sobre el estado disponible del componente y los datos sobre la disponibilidad del sistema de HVDC 100 que están almacenados en la unidad de almacenamiento 420.

15 De conformidad con una modalidad, en el caso de que la disponibilidad del sistema de HVDC 100 sea inferior a un valor deseado, la unidad de control 430 puede verificar un componente en un tiempo de parada planificado para el que el sistema de HVDC 100 no funciona. El tiempo de parada planificado no se incluye en el tiempo operativo y, por lo tanto, no se considera para el cálculo de disponibilidad. Por lo tanto, al verificar el componente monitoreado durante un período de parada planificado para evitar un accidente debido a una falla o defecto, es posible aumentar la disponibilidad.

20 De conformidad con otra modalidad, en el caso en que el sistema de HVDC 100 transmite energía como una señal de transmisión bipolar y la disponibilidad del sistema de HVDC 100 es inferior al valor deseado, la unidad de control 430 puede verificar un componente conectado a un lado de la señal de transmisión bipolar en un momento en que la energía se mueve al otro lado de la señal de transmisión bipolar. El sistema de HVDC 100 puede realizar transmisión monopolar o transmisión bipolar. Por lo tanto, en el caso de la transmisión bipolar, es posible verificar un componente conectado al lado opuesto. En este caso, es posible evitar un accidente o defecto que un sistema pueda experimentar, por lo tanto, la disponibilidad del sistema puede aumentar.

25 De conformidad con otra modalidad, en el caso en que la disponibilidad del sistema de HVDC 100 sea inferior a un valor deseado, la unidad de control 430 puede agregar, al sistema de HVDC 100, al menos uno de un filtro de armónicos de CA, un reactor de nivelación de CC, un compensador de energía reactiva y un SIG sin detener el funcionamiento del sistema 100.

La Figura 5 muestra la configuración de un sistema de HVDC de conformidad con una modalidad.

35 Un sistema de HVDC 100 de conformidad con una modalidad puede incluir una parte de generación 510, una parte del lado de transmisión CA 520, una parte de transformación de CC del lado de transmisión 530, una parte de transmisión de CC 540, una parte de transformación de CC del lado del consumidor 550, una parte de CA del lado del consumidor AC 560, una parte del consumidor 570, una pluralidad de componentes 122, 124, 126, 132 y 134, y un dispositivo de control 400.

40 La parte de generación 510 genera energía de CA trifásica. La parte de generación 510 puede incluir una pluralidad de centrales eléctricas.

45 La parte de CA del lado de transmisión 520 entrega energía de CA trifásica generada por la parte de generación 510 a la parte de transformación de CC del lado de transmisión 530.

50 La parte de transformación de CC del lado de transmisión 530 puede incluir un transformador del lado de transmisión (no mostrado) y un convertidor de CA-CC del lado de transmisión (no mostrado). En este caso, el transformador del lado de transmisión (no se muestra) aísla la parte de CA del lado de transmisión 520 del convertidor CA-CC del lado de transmisión (no se muestra) y la parte de transmisión de CC 540. El convertidor de CA-CC del lado de transmisión (no se muestra) convierte la energía de CA trifásica correspondiente a la salida del transformador del lado de transmisión (no se muestra) en energía de CC.

55 La parte de transmisión de CC 540 entrega la energía de CC desde el lado de transmisión al lado del consumidor.

60 La parte de transformación de CC del lado del consumidor 550 puede incluir un convertidor de CC-CA del lado del consumidor (no se muestra) y un transformador del lado del consumidor (no se muestra). El convertidor CC-AC del lado del consumidor (no mostrado) convierte la energía de CC entregada por la parte de transmisión de CC 540 en energía de CA trifásica. El transformador del lado del consumidor (no se muestra) aísla la parte de CA del lado del consumidor 560 del convertidor de CC-CA del lado del consumidor (no se muestra) y la parte de transmisión de CC 540.

La parte de CA del lado del consumidor 560 proporciona energía de CA trifásica correspondiente a la salida del transformador del lado del consumidor (no mostrado) a la parte del consumidor 570.

65 La pluralidad de componentes en el sistema de HVDC 100 puede incluir un compensador de energía reactiva 122 que considera un sistema de energía de CA asociado, un filtro de armónicos de CA 124 para disminuir una onda armónica

del sistema que se genera a partir del sistema de energía de CA y una onda armónica característica que se genera a partir del sistema de HVDC 100, un transformador convertidor 126 para transformar una tensión de CA, un tiristor 132 para la conversión de energía y un reactor de nivelación de CC 134 para nivelar un componente de corriente de CC.

5 La pluralidad de componentes puede estar conectada al dispositivo de control 400 por un cable o línea y puede transmitir, al dispositivo de control 400, datos sobre el estado disponible de cada uno de los componentes.

10 Como se describió anteriormente en la Figura 4, el dispositivo de control 400 recopila datos sobre el estado disponible de un componente en el sistema de HVDC 100, calcula, a partir de los datos recopilados, la disponibilidad que define la relación del tiempo de operación real del sistema de HVDC 100, y luego realiza el control del sistema de HVDC 100 en base a los datos sobre la disponibilidad del componente y la disponibilidad del sistema de HVDC 100.

15 Además, el dispositivo de control 400 también realiza el control general del sistema de HVDC 100. En particular, el dispositivo de control 400 puede controlar al menos uno de una parte de generación 510, una parte de CA del lado de transmisión 520, una parte de transformación de CC de lado de transmisión 530, una parte de transmisión de CC 540, una parte de transformación de CC del lado del consumidor 550, una parte de CA del lado del consumidor AC parte 560, una parte del consumidor 570 y el dispositivo de control 400.

20 Con este fin, el dispositivo de control 400 puede controlar el tiempo para encender y apagar una pluralidad de válvulas en el convertidor de CA-CC del lado de transmisión (no se muestra) y el convertidor de CC-CA del lado del consumidor (no se muestra). En este caso, el valor puede corresponder a un tiristor o transistor de compuerta bipolar aislada (IGBT). Además, el dispositivo de control 400 puede incluir además un controlador de válvula que controla las válvulas descritas anteriormente.

25 La Figura 6 muestra el proceso de operar un dispositivo de control en un sistema de HVDC de conformidad con una modalidad.

30 El dispositivo de control 400 recibe datos sobre el estado disponible de un componente por comunicación o muestra el estado disponible por HMI, en la etapa S601.

35 En particular, en el caso en donde el componente es un dispositivo activo, es decir, en el caso de un CT, un PT, un DS o un ES que se incluye en un componente, como una válvula de tiristores, un transformador, un GIS, es posible recibir los datos en el estado disponible mediante el uso de un cable de conexión, como un cable o línea, o comunicación por cable/inalámbrica. En el caso de que el componente corresponda a un dispositivo pasivo, es posible disparar cada componente o, si es necesario, mostrar información de estado separada en la HMI para recopilar información de estado disponible en cada componente del estado de energía del componente.

El dispositivo de control 400 recopila datos en un estado disponible por componente en la etapa S602.

40 Cada componente puede afectar o no el funcionamiento del sistema de HVDC 100. En particular, los componentes pueden clasificarse burdamente en un componente que afecta el funcionamiento del sistema de HVDC 100 en un estado inoperable, y un componente que no afecta el funcionamiento del sistema de HVDC 100 en un estado inoperable. Además, en el primer caso, cuánto puede afectar cada componente al funcionamiento del sistema de HVDC 100 puede variar.

45 Por lo tanto, el dispositivo de control 400 puede recopilar información de estado sobre todos los componentes utilizados para el sistema de HVDC 100, es decir, información de estado de operación e inoperable y tiempos para agregar disponibilidad para un tiempo de referencia real. De conformidad con una modalidad, el dispositivo de control 400 puede asignar una prioridad o peso a un componente de conformidad con afecte al funcionamiento del sistema de HVDC 100. En consecuencia, es posible recopilar información de datos operativos sobre un componente en un orden descendente de prioridad o peso o excluir un componente que tenga una prioridad o peso bajo de un objetivo para recopilar información de datos operativos.

55 El dispositivo de control 400 calcula la disponibilidad del sistema de HVDC en la etapa S603.

En este caso, la disponibilidad del sistema de HVDC 100 puede calcularse mediante la relación del tiempo de operación real del sistema de HVDC 100 con respecto al tiempo operativo del sistema de HVDC 100.

60 El dispositivo de control 400 analiza y almacena datos sobre el estado no disponible de un componente en la etapa S604.

65 De conformidad con una modalidad, el dispositivo de control 400 puede controlar un sistema para aumentar la disponibilidad en base a la información de monitoreo de los datos disponibles y la disponibilidad del componente. En el caso de que la disponibilidad del sistema de HVDC 100 sea inferior al valor deseado, puede ser posible el siguiente control.

Para aumentar la disponibilidad, un administrador del sistema puede reparar un sistema sin detenerlo. Por ejemplo, en el caso en que el sistema de HVDC 100 transmite energía como una señal de transmisión bipolar, es posible verificar un componente conectado a un lado de la señal de transmisión bipolar en un momento en que la energía se mueve al otro lado de la señal de transmisión bipolar. Alternativamente, es posible verificar un componente en un tiempo de parada planificado para el cual el sistema de HVDC 100 no funciona. Además, es posible agregar, al sistema de HVDC 100, al menos uno de un filtro de armónicos de CA, un reactor de nivelación de CC, un compensador de energía reactiva y un GIS sin detener la operación del sistema de HVDC 100.

El dispositivo de control 400 almacena y gestiona los datos acumulados en la etapa S605.

De conformidad con la presente modalidad, es posible recopilar información de estado sobre todos los componentes utilizados para el sistema de HVDC 100, es decir, información de estado de operación e inoperable y tiempos para agregar disponibilidad para un tiempo de referencia real, y analizar y evaluar el sistema de HVDC 100. Además, es posible recopilar información sobre el estado inoperable de un componente para volver a aplicar la información a un diseño o mejorar el sistema.

Las modalidades propuestas en la presente descripción pueden aplicarse a un sistema de transmisión y transformación, tal como un sistema SVC, una estación convertora, un sistema de generación, además del sistema de HVDC que se utilizará para el análisis y la evaluación del sistema en base al cálculo de disponibilidad y datos recopilación utilizando información de disponibilidad en un componente. Además, las modalidades también pueden utilizarse para mantenimiento, análisis del sistema, análisis de eficiencia económica, disponibilidad del sistema y cálculo de la vida útil del sistema.

De conformidad con las modalidades, es posible recopilar información de estado sobre todos los componentes utilizados para el sistema de HVDC para determinar información y tiempos de estado de operabilidad e inoperabilidad, disponibilidad agregada para un tiempo de referencia real y evaluar el sistema de HVDC.

Además, es posible recopilar información sobre un estado en donde un componente puede no funcionar, volver a aplicar la información a un diseño o mejorar el sistema basado en la información.

Si bien las modalidades se han descrito principalmente anteriormente, son solo ejemplos y no limitan la presente descripción y una persona experta en la técnica a la que pertenece la presente descripción podría apreciar que es posible implementar muchas variaciones y aplicaciones no ilustradas anteriormente sin apartarse de la invención como se define en las reivindicaciones. Por ejemplo, los componentes particularmente representados en las modalidades pueden variar. Además, las diferencias relacionadas con tales variaciones y aplicaciones deben interpretarse como incluidas en el alcance de la presente descripción que definen las siguientes reivindicaciones.

**REIVINDICACIONES**

1. Un dispositivo de control (400) para un sistema de corriente continua de alta tensión (HVDC) (100), el dispositivo de control (400) que comprende:  
 5 una unidad de comunicación (410) configurada para realizar comunicación con un componente en el sistema de HVDC (100); y una unidad de control (430) configurada para controlar la unidad de comunicación (410) para recibir, desde el componente, datos sobre un estado disponible del componente, y configurada para calcular una disponibilidad del sistema de HVDC (100) definida como una relación de un tiempo de operación real del sistema de HVDC (100) a un tiempo operativo del sistema de HVDC (100) basado en datos sobre el estado disponible del componente,  
 10 caracterizado porque el tiempo de operación real del sistema de HVDC (100) se define como un tiempo que excluye un tiempo no operativo del sistema de HVDC (100) del tiempo operativo del sistema de HVDC (100), en donde el tiempo no operativo del sistema de HVDC (100) se define como un tiempo durante el cual el sistema de HVDC (100) normalmente no funciona por razones de inoperabilidad, aunque el sistema de HVDC (100) está en un estado operativo, y en donde un tiempo de parada planificado no está incluido en el tiempo no operativo del sistema de HVDC (100), en donde el tiempo de parada planificado es un tiempo que ha sido programado para detenerse para el mantenimiento del sistema y una verificación de componentes en la construcción del sistema de HVDC (100),  
 15 en donde si el sistema de HVDC (100) transmite energía como una señal de transmisión bipolar y la disponibilidad del sistema de HVDC (100) es inferior al valor deseado, la unidad de control (430) está configurada para verificar un componente conectado a un lado de la señal de transmisión bipolar en un momento en que la energía se mueve a otro lado de la señal de transmisión bipolar.
2. El dispositivo de control (400) de conformidad con la reivindicación 1, en donde la unidad de control (430) está configurada para realizar el control del sistema de HVDC (100) en base a los datos sobre el estado disponible del componente y la disponibilidad del sistema de HVDC (100).
3. El dispositivo de control (400) de conformidad con la reivindicación 1, en donde las razones de inoperabilidad comprenden al menos uno de mantenimiento, un defecto o una copia de seguridad o actualización del sistema.
4. El dispositivo de control (400) de conformidad con la reivindicación 1, en donde el tiempo operativo del sistema de HVDC (100) es un tiempo solicitado por un cliente tras la construcción de un sistema.
5. El dispositivo de control (400) de conformidad con la reivindicación 1, que comprende además una unidad de almacenamiento (420), en donde la unidad de control (430) está configurada para almacenar los datos sobre el estado disponible del componente y la disponibilidad del sistema de HVDC (100) en la unidad de almacenamiento (420).
6. El dispositivo de control (400) de conformidad con la reivindicación 1, en donde la unidad de control (430) está configurada para verificar el componente en el tiempo de parada planificado para el cual el sistema de HVDC (100) no funciona, en un caso donde la disponibilidad del sistema HVDC (100) es inferior al valor deseado.
7. El dispositivo de control (400) de conformidad con la reivindicación 1, en donde la unidad de control (430) está configurada para agregar, al sistema de HVDC (100), al menos uno de un filtro de armónicos de corriente alterna (CA), un reactor de nivelación de CC, un compensador de energía reactiva y un conmutador aislado con gas (GIS) sin detener el funcionamiento del sistema de HVDC (100), en un caso en donde la disponibilidad del sistema de HVDC (100) sea inferior al valor deseado.
8. El dispositivo de control (400) de conformidad con la reivindicación 1, en donde el componente comprende al menos uno de un transformador de corriente, un transformador de energía, una válvula de tiristores, un compensador de energía reactiva, un GIS, un filtro de armónicos de CA, un transformador conversor, un reactor de nivelación de CC, un interruptor desconectado, un interruptor de tierra (ES) y una línea de transmisión de CC.
9. El dispositivo de control (400) de conformidad con la reivindicación 1, en donde la unidad de control (430) está configurada para asignar una prioridad o peso al componente en función de al menos uno de si el componente afecta o no a una operación del sistema de HVDC (100).
10. Un método para operar un dispositivo de control para un sistema de HVDC (100), el método comprende:  
 60 realizar comunicación con un componente en el sistema de HVDC (100) para recibir datos sobre un estado disponible del componente; calcular la disponibilidad del sistema de HVDC (100) que se define como una relación entre un tiempo de operación real del sistema de HVDC (100) y un tiempo operativo del sistema de HVDC (100), en función de los datos sobre el estado disponible del componente; y  
 65 realizar el control del sistema de HVDC (100) en función de los datos sobre el estado disponible del componente y la disponibilidad del sistema de HVDC (100), caracterizado porque el tiempo de operación real del sistema de HVDC (100) se define como un tiempo que

- 5  
10
- excluye un tiempo no operativo del sistema de HVDC (100) del tiempo operativo del sistema de HVDC (100), en donde el tiempo no operativo del sistema de HVDC (100) se define como un tiempo durante el cual el sistema de HVDC (100) normalmente no funciona por razones de inoperabilidad, aunque el sistema de HVDC (100) está en un estado operativo, en donde un tiempo de parada planificado no está incluido en el tiempo no operativo del sistema de HVDC (100), en donde el tiempo de parada planificado es un tiempo que ha sido programado para detenerse para el mantenimiento del sistema y una verificación de componentes al construir el sistema de HVDC (100), y en donde si el sistema de HVDC (100) transmite energía como una señal de transmisión bipolar y la disponibilidad del sistema de HVDC (100) es menor que un valor deseado, verificando un componente conectado a un lado de la señal de transmisión bipolar en un momento en que la energía se mueve al otro lado de la señal de transmisión bipolar.
11. El método de conformidad con la reivindicación 10, en donde las razones de inoperabilidad comprenden al menos uno de mantenimiento, un defecto o una copia de seguridad y actualización del sistema.

Figura 1

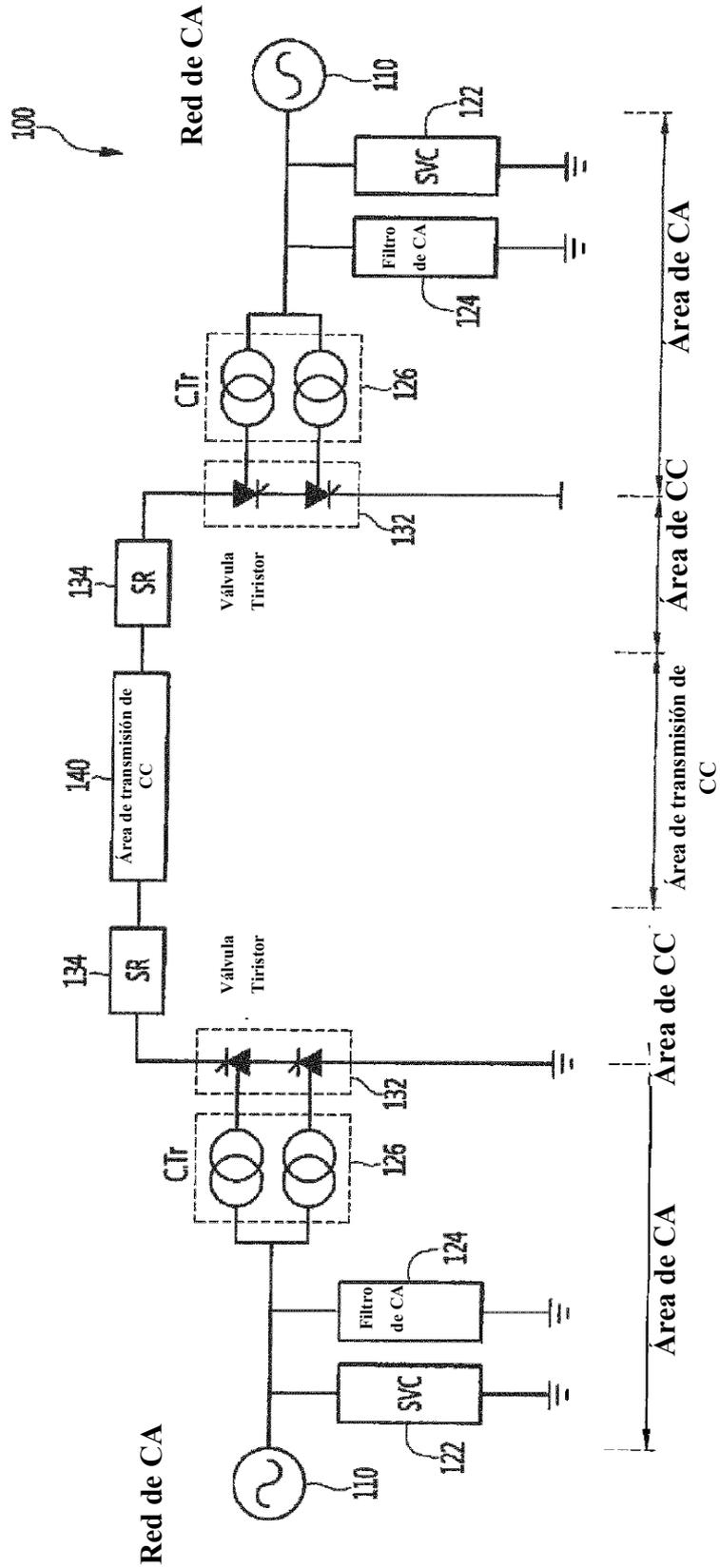


Figura 2

Disponibilidad	Tiempo de parada anual
99.9999%	32 segundos
99.999%	5 minutos y 15 segundos
99.99%	52 Minutos y 34 segundos
99.9%	8 horas y 46 minutos
99%	Tres días 15 horas y 36 minutos

Figura 3

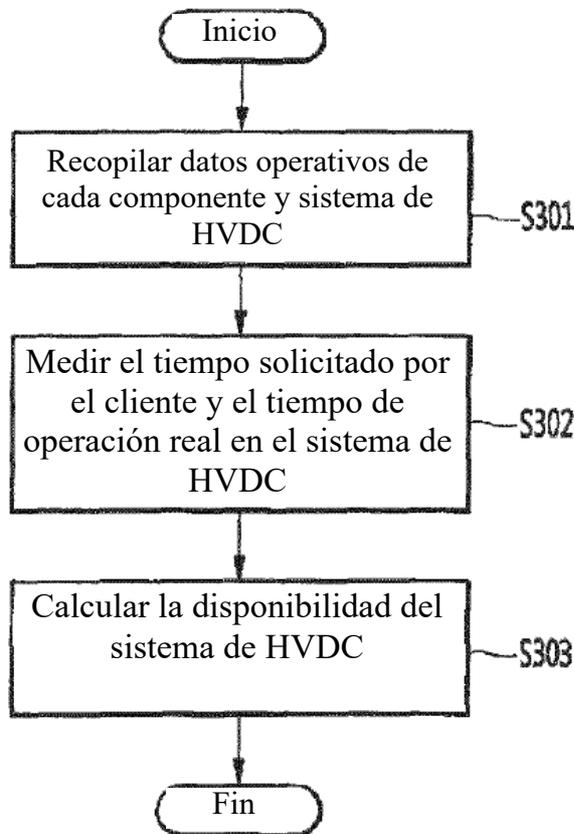


Figura 4

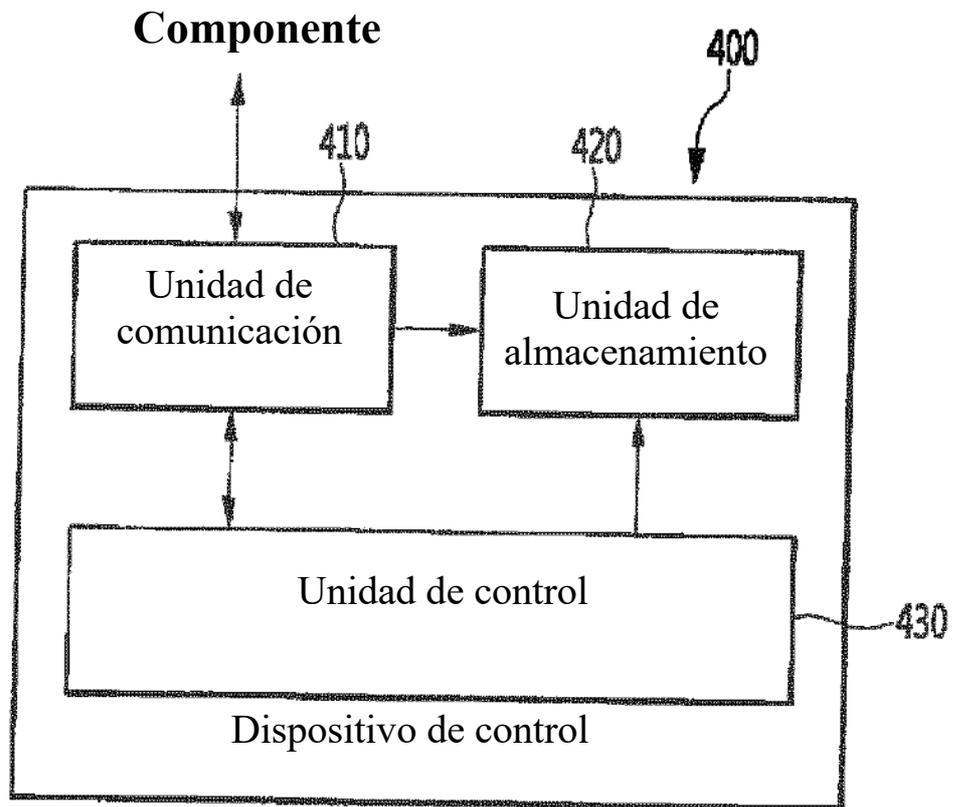


Figura 5

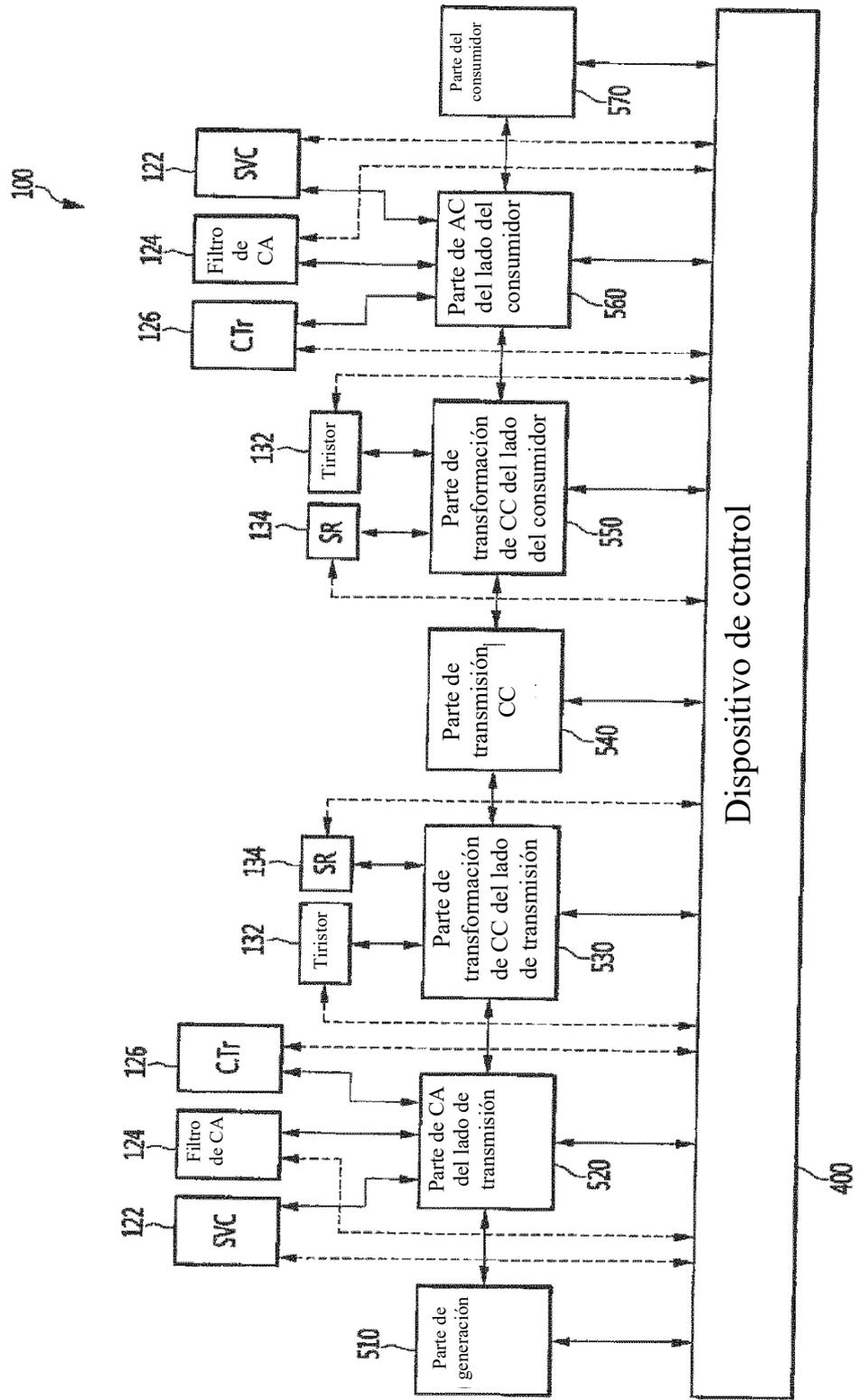


Figura 6

