

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 985 390**

51 Int. Cl.:

**H02J 3/46** (2006.01)

**H02J 1/10** (2006.01)

**H02J 3/32** (2006.01)

**H02J 7/35** (2006.01)

**G05F 1/67** (2006.01)

12

## TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **03.05.2019** **PCT/US2019/030636**

87 Fecha y número de publicación internacional: **07.11.2019** **WO19213546**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **03.05.2019** **E 19795799 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **03.07.2024** **EP 3788697**

54 Título: **Sistemas y métodos de conversión y transmisión de potencia de CC para campos solares**

30 Prioridad:

**04.05.2018 US 201862667129 P**

**07.05.2018 US 201862667960 P**

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

**05.11.2024**

73 Titular/es:

**NEXTRACKER LLC (100.0%)**

**6200 Paseo Padre Parkway**

**Fremont, CA 94555, US**

72 Inventor/es:

**AU, ALEXANDER W. y**

**LIU, YANG**

74 Agente/Representante:

**CURELL SUÑOL, S.L.P.**

ES 2 985 390 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

Sistemas y métodos de conversión y transmisión de potencia de CC para campos solares

5 **Campo**

Esta divulgación se refiere a sistemas y a métodos de energía solar que utilizan convertidores de batería de CC-CC distribuidos, transmisión de potencia de CC e inversión de potencia centralizada.

10 **Antecedentes**

La energía solar y eólica son fuentes de energía renovables y no contaminantes cada vez más importantes para consumidores y empresas de todo el mundo. En el caso de la energía solar, los paneles fotovoltaicos (PV) dispuestos en un conjunto o una cadena típicamente proporcionan los medios para convertir la energía solar en energía eléctrica. En el funcionamiento de los conjuntos fotovoltaicos (PV), generalmente se utiliza el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para determinar automáticamente una tensión o corriente a la que debe funcionar el conjunto PV para generar una salida de potencia máxima para una temperatura e irradiancia solar particulares. Aunque el MPPT permite la generación de potencia de salida máxima, la transmisión y el almacenamiento de la potencia generada por los conjuntos PV pueden ser ineficientes y costosos.

El documento DE 101 36 147 A1 divulga un generador fotovoltaico de corriente alterna que presenta varios módulos solares fotovoltaicos y convertidores de CC conectados en paralelo a un lado de salida y a un convertidor de CC/CA central que convierte la tensión de CC intermedia de los convertidores en una tensión sinusoidal de frecuencia definida. Cada módulo solar está conectado eléctricamente a un convertidor de tensión de CC individual que transforma la tensión de CC de salida del módulo en una tensión de CC intermedia significativamente superior, de modo que los módulos solares se desacoplan por sus convertidores individuales de tensión de CC.

**Sumario**

En las reivindicaciones independientes, se definen un sistema de potencia de corriente continua (DC) distribuido y un método de control de un sistema de potencia de corriente continua (CC) distribuido según la presente invención. Las formas de realización ventajosas se definen en las reivindicaciones dependientes.

Las baterías pueden ser apilamientos de baterías de flujo y el sistema de potencia de CC distribuido también incluye un controlador de gestión de baterías acoplado entre por lo menos un apilamiento de baterías de flujo de los apilamientos de baterías de flujo y un DCBC de los DCBC. En algunos aspectos, las baterías son baterías de flujo de vanadio.

El sistema de potencia de CC distribuido también puede incluir un combinador PV acoplado a las cadenas PV y que incluye unos interruptores de desconexión y un detector de falla de arco acoplado a las salidas de los interruptores de desconexión. En algunos aspectos, el sistema de potencia de CC distribuido también incluye fusibles acoplados entre las cadenas PV y los interruptores de desconexión, respectivamente.

El sistema de potencia de CC distribuido también puede incluir interruptores de desconexión acoplados a las salidas de las cadenas PV, respectivamente, y detectores de falla de arco acoplados a las salidas de los interruptores de desconexión, respectivamente. Los convertidores de MPPT están acoplados a las salidas de los detectores de falla de arco, respectivamente.

El sistema de potencia de CC distribuido también puede incluir una unidad de control de red en comunicación por cable o inalámbrica con cada uno de los convertidores de MPPT y cada uno de los DCBC. La unidad de control de red gestiona el funcionamiento de los convertidores de MPPT y los DCBC.

El inversor centralizado puede incluir transistores de efecto de campo de semiconductor de óxido metálico (MOSFET) de carburo de silicio (SiC). El inversor centralizado puede ser un inversor de una sola etapa.

El método según la invención puede incluir exportar, mediante convertidores de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), la potencia a un bus de distribución de CC.

La tensión media predeterminada constante puede estar comprendida entre 1200 V y 1600 V.

**Breve descripción de los dibujos**

A continuación en la presente memoria, se describen diversos aspectos de la presente divulgación haciendo referencia a los dibujos, que se incorporan a la presente memoria y forma parte de la misma, en los que:

la figura 1 es un diagrama esquemático de un inversor central y un sistema de gestión de baterías de CC

distribuido según una forma de realización de esta divulgación;

las figuras 2 y 3 son unos diagramas esquemáticos de convertidores de batería de CC-CC según formas de realización de esta divulgación;

la figura 4 es un diagrama de flujo de una secuencia de puesta en marcha de sistema de potencia según una forma de realización de esta divulgación;

la figura 5 es un diagrama gráfico que ilustra una curva de funcionamiento de tensión y corriente de batería para un solo apilamiento según una forma de realización de esta divulgación;

las figuras 6 y 7 son unos diagramas esquemáticos de sistemas de control según formas de realización de esta divulgación;

las figuras 8A y 8B son unos gráficos que ilustran los beneficios de la transmisión de potencia de CC; y

la figura 9 es un diagrama esquemático de un sistema de control según otra forma de realización de esta divulgación.

## Descripción detallada

Los sistemas de energía solar de esta divulgación incorporan inversión de CA centralizada, energía solar de CC distribuida y gestión de potencia de almacenamiento. El sistema de potencia de CC distribuido incluye los siguientes componentes:

1. Un inversor 102 centralizado o central para la inversión de potencia de CC a CA;
2. Convertidores de MPPT distribuidos 112a-112n para maximizar la producción de energía solar y minimizar el desajuste entre cadenas solares de CC; y
3. Convertidores de batería de CC-CC (DCBC) distribuidos para gestionar la carga y descarga de las baterías, así como para permitir la interconexión de cadenas PV acopladas en CC y las baterías

Esta arquitectura dedica componentes electrónicos de potencia para la energía PV, la batería y la conexión a la red de distribución, lo que permite flexibilidad en la selección de los componentes basándose en razones de tamaño de energía PV con respecto a almacenamiento. El tamaño es independiente de los requisitos y/o restricciones de capacidad de interconexión de la red de distribución.

La figura 1 representa un sistema de potencia de ejemplo de esta divulgación. El sistema de potencia incluye un inversor central 102 y componentes de gestión de baterías de CC distribuidos. El inversor central 102 puede ser un inversor de una sola etapa que incorpora tres pares de transistores, por ejemplo, transistores de efecto de campo de semiconductor de óxido metálico (MOSFET) de carburo de silicio (SiC), conectados eléctricamente en paralelo. Dado que el coste de los MOSFET de SiC ha disminuido, el inversor central 102 puede ser un dispositivo rentable, de alta tensión y baja corriente. El inversor central 102 también puede incorporar un filtro, por ejemplo, un filtro RL, conectado a las salidas de los transistores. El inversor central 102 puede estar conectado a un controlador (no mostrado), que puede utilizar una técnica de modulación de ancho de pulso (PWM), por ejemplo, sinusoidal (PWM), para controlar los MOSFET de SiC. El inversor central 102 está conectado eléctricamente a una red 150 de distribución (por ejemplo, una red de distribución eléctrica) a través de una línea 146 de potencia de CA y un transformador 148.

El sistema de potencia de la figura 1 también incluye una unidad de control de red (NCU) 104. La NCU 104 está diseñada para comunicarse con el cliente y proporcionar órdenes de gestión de energía a nivel del sitio a través de un dispositivo de comunicación inalámbrica 106 o un dispositivo de comunicación por cable, por ejemplo, una interfaz de comunicaciones de Ethernet 108. La NCU 104 también se comunica con los convertidores de batería de CC-CC (DCBC) 122a-122n, 132a-132n a través de los respectivos dispositivos de comunicación inalámbrica 121a-121n, 131a-131n, y con cada unidad convertidora del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) PV 112a, 112b, ..., 112n. La NCU 104 también se coordina con el inversor central 102 para la puesta en marcha y el apagado general del sistema. El inversor central 102 puede incluir una interfaz de comunicaciones de Ethernet 105 a través de la cual la NCU puede comunicarse con el inversor central 102. El sistema puede incluir convertidores optimizadores de potencia a nivel de seguidor (TPO) (por ejemplo, un sistema de TPO 900) para maximizar la producción de energía solar y minimizar el desajuste entre cadenas o conjuntos PV 110a-110n.

Las figuras 2 y 3 representan dos convertidores de batería de CC-CC (DCBC) 222, 322 diferentes. El DCBC 322 está configurado para múltiples apilamientos de baterías de flujo 320a, 320b y por tanto presenta una potencia nominal superior que la del DCBC 222. En formas de realización, el DCBC 222 es una solución de 7.3 kW y el DCBC 322 es una solución de 13.6 kW. En la tabla 1 que se proporciona a continuación, se representan ejemplos

de especificaciones para los convertidores de batería de CC-CC 222, 322:

|                                    |                                       |
|------------------------------------|---------------------------------------|
| <b>Eléctricas</b>                  |                                       |
| Aislamiento                        | Aislamiento galvánico > 2500 VDC      |
| Potencia nominal                   | Opción 1, 7.6 kW<br>Opción 2, 13.9 kW |
| Tensión de entrada nominal         | De 40 a 80 VDC                        |
| Tensión de salida nominal          | 1400 VDC                              |
| Tensión de salida máxima           | 1500 VDC                              |
| Corriente de entrada máxima        | Opción 1, 190 A<br>Opción 2, 347 A    |
| Eficiencia                         | > 96 %                                |
| Ondulación de corriente de entrada | < 10 A                                |
| <b>Medioambientales</b>            |                                       |
| Protección                         | Armazón o módulo abierto, interior    |
| Refrigeración                      | Refrigerado por aire                  |
| Temperatura de funcionamiento      | De -20 a 60 °C                        |
| Temperatura de almacenamiento      | De -20 a 60 °C                        |
| Humedad de funcionamiento          | Del 0 al 100 %                        |
| Altitud de funcionamiento          | De 0 a 3000 metros                    |
| Modo de control                    | Potencia constante, tensión constante |
| <b>Físicas</b>                     |                                       |
| Montaje                            | Montaje de brida                      |
| Dimensión máxima                   | 330 x 550 x 100 mm                    |
| Peso                               | < 15 kg                               |
| Transporte                         | IEC 60721-3-2 Clase 2M2               |
| <b>Comunicación</b>                |                                       |
| Serie                              | RS485 (aislada), Modbus ETU           |
| Conforme a                         |                                       |
| Normativa                          | UL1741, independiente                 |
| EMI                                | FCC Clase A                           |

Tabla 1. Ejemplo de especificaciones de DCBC

Tal como se muestra en las figuras 2 y 3, los convertidores de batería de CC-CC (DCBC) 222, 322 cargan y descargan apilamientos de baterías de flujo 220, 320a, 320b (por ejemplo, apilamientos de baterías de flujo de vanadio (VFB)) en respuesta a órdenes externas. Estas órdenes pueden transmitirse mediante los controladores de gestión de baterías 221, 321 a través de los dispositivos o interfaces de comunicaciones RS-485 223, 323 a los DCBC 222, 322 a través de los dispositivos o interfaces de comunicaciones RS-485 224, 324, por ejemplo. Un lado de baja tensión (por ejemplo, 40-80 VDC) del DCBC 222, 322 está conectado a los apilamientos de baterías de flujo 220, 320a, 320b, mientras que el lado de alta tensión (por ejemplo, 1200-1600 VDC constantes) está conectado al bus distribuido de CC o bus 145 de CC, al que están conectados otros DCBC (por ejemplo, los DCBC 122a-122n, 132a-132n) y convertidores de MPPT solares 112a-112n. En una realización, la tensión del bus 145 de CC es de 1400 VDC nominales. En otras formas de realización, la tensión constante del bus de CC es de entre 1200 VDC y 1600 VDC. Tal como se muestra en la figura 2, la NCU 104 puede controlar la tensión del bus 145 de CC como una fuente de tensión constante enviando señales o mensajes de control a los BMC 221, 321 de cada uno de los DCBC 122a-122n, 132a-132n a través de dispositivos de comunicación inalámbrica 121a-121n, 131a-131n, que están conectados a los respectivos DCBC 122a-122n, 132a-132n.

La figura 4 ilustra una secuencia de puesta en marcha de potencia según one implementación. Mientras se pone en marcha el sistema, el inversor central 102 se pone en marcha primero en el bloque 402 y mantiene una tensión media predeterminada, por ejemplo, de 1400 VDC, en el bus 145 de CC en el bloque 404. Una vez que la tensión media predeterminada está presente en el bus 145 de CC, los convertidores de MPPT 112a-112n comienzan a exportar potencia al bus de distribución de CC o bus 145 de CC en el bloque 406, y realizan un seguimiento de la potencia máxima de los conjuntos PV 110a-110n.

La puesta en marcha 410 de los DCBC 122a-122n, 132a-132n se basa en una señal o mensaje de orden desde el controlador de gestión de baterías (BMC), por ejemplo, BMC 221 o BMC 321 de la figura 3. Tras la puesta en marcha, cada DCBC 122a-122n, 132a-132n opera en un modo de tensión constante en el bloque 412. En una forma de realización, la tensión de puesta en marcha por defecto puede ser de 40 VDC. El BMC 221, 321 gestiona la carga inicial de la batería en el bloque 414. Durante este tiempo, puede extraerse un máximo de 2 kW del lado de baja tensión de DCBC. Después de la carga inicial de la batería, el DCBC cambia a un modo de potencia constante 416 basándose en una señal o mensaje de orden desde el BMC 221, 321. Al final de un ciclo de carga o descarga, se reduce la corriente de carga o descarga, y el DCBC cambia a un modo de tensión constante en el

bloque 418. A continuación, el DCBC repite el modo de potencia constante 416 y el modo de tensión constante 418 para ciclos de carga o descarga posteriores

Mientras que el DCBC 222, 322 funciona en un modo de tensión constante (por ejemplo, en la puesta en marcha) puede mantener una tensión baja constante, por ejemplo, de 40 V, o una tensión ordenada desde el BMC 221, 321. Hacia el final de un ciclo de carga o descarga, el DCBC 222, 322 puede mantener la tensión constante hasta que la corriente se reduce a cero.

La figura 5 representa una curva de funcionamiento de tensión y corriente durante un modo de potencia constante tanto durante la carga como durante la descarga. En una forma de realización, los convertidores de batería de CC-CC 222, 322 pueden funcionar en toda la extensión de esta curva. Los convertidores de batería de CC-CC 222, 322 siguen las órdenes de potencia a través de las conexiones o interfaces de comunicaciones RS-485 224, 324. En algunas formas de realización, puede requerirse aproximadamente 1.3 kW de para los apilamientos de baterías de flujo 220, 320a, 320b.

En formas de realización, el inversor central 102 o centralizado puede presentar una variedad de especificaciones tal como se representa en la tabla 2 a continuación:

|                               |                                                                     |
|-------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| Arquitectura                  | Inversión de potencia de una sola etapa bidireccional               |
| Potencia de CA nominal        | > 1 MW                                                              |
| Tensión de CA nominal         | > 600 VAC                                                           |
| Frecuencia nominal            | 50 Hz/ 60 Hz                                                        |
| Soporte de factor de potencia | > 0.8                                                               |
| Tensión de CC nominal         | 1400 VDC (constante)                                                |
| Tensión de CC máxima          | 1500 VDC                                                            |
| Interfaz de comunicación      | RS485, Modbus RTU                                                   |
| Temperatura de funcionamiento | De -20 a 50 °C                                                      |
| Temperatura de almacenamiento | De -20 a 50 °C                                                      |
| Humedad de funcionamiento     | Del 0 al 100 %                                                      |
| Altitud de funcionamiento     | De 0 a 3000 metros                                                  |
| Tipo de recinto               | Exterior 3R                                                         |
| Normativa                     | UL1741SA, AS/NZ 4777.2, conforme a la CE, IEEE1547 (2018), IEC68150 |
| EMI                           | FCC Clase A                                                         |

Tabla 2. Ejemplo de especificaciones de inversor centralizado

Las operaciones de reducción de potencia pueden incorporarse en los componentes del sistema. Por ejemplo, tanto los MPPT 112a-112n como los DCBC 122a-122n, 132a-132n (por ejemplo, DCBC 222, 322) presentan curvas de reducción de potencia incorporadas cuando la tensión del bus 145 de CC está por encima de 1400 VDC. Estas curvas caen linealmente hasta cero cuando la tensión del bus 145 de CC está cerca de 1500 VDC. En una realización, el inversor central 102 aumenta la tensión del bus 145 de CC cuando se recibe la orden de reducción de potencia desde la NCU 104 y o la red 150 de distribución, o la potencia de salida alcanza el máximo permisible para alimentar la red 150 de distribución. El inversor central 102 reanuda entonces los 1400 VDC constantes cuando se eliminan las condiciones anteriores. En una forma de realización, la comunicación de la NCU 104 con el sistema de TPO 900 o los SPC 610, 710 y los DCBC permite una salida de potencia constante durante una cobertura de nubes independientemente del control del inversor central 102. En algunas formas de realización, las salidas del sistema de TPO 900 y DCBC pueden diseñarse para producir 1400 VDC nominales constantes (1500 VDC como máximo). El inversor central 102 también funciona como una tensión de entrada constante. Pueden utilizarse cajas de combinador PV convencionales (por ejemplo, combinador PV 142 y combinador de baterías 144) para combinar tanto los conjuntos PV 110a-110n como las baterías de flujo 120a-120n, 130a-130n.

En formas de realización, el sistema de control de energía solar puede diseñarse para funcionar tanto en aplicaciones dentro como fuera de la red de distribución y puede realizar una o más funciones incluyendo:

1. Regulación de la tensión y la frecuencia de la red de distribución;
2. Múltiples inversores en paralelo; y
3. Isla intencionada.

La figura 6 representa una versión de combinador de un sistema de control de seguidor solar 600 según una realización. El sistema de control 600 incluye un seguidor 602 con conjuntos PV 603a-603n. Los conjuntos PV 603a-603n están conectados a fusibles 604a-604n respectivos. Los fusibles 604a-604n, a su vez, están conectados a unos respectivos interruptores de desconexión 614a-614n del controlador autoalimentado (SPC) 610, que puede implementarse en el combinador PV 142 de la figura 1. Las salidas de los interruptores de desconexión 614a-614n están conectadas entre sí a un detector de falla de arco (AFD) 615, cuya salida se

proporciona al inversor central 102 a través del bus 145 de CC de la figura 1. El AFD 615 monitoriza y analiza patrones en las formas de onda de la corriente y/o tensión eléctrica emitidas desde los conjuntos PV 603a-603n. Cuando el AFD 615 detecta un patrón de onda que indica un arco potencialmente peligroso, el AFD 615 hace que los interruptores de desconexión 614a-614n se abran.

La salida del detector de falla de arco 615 también está conectada a un convertidor de alta tensión (HV) en baja tensión (LV) 616, que convierte la tensión en el bus 145 de CC en una tensión inferior, que se utiliza para alimentar los componentes 618 electrónicos del controlador. Los componentes 618 electrónicos del controlador pueden incluir circuitos de controlador (no mostrados) para accionar un motor eléctrico (no mostrado) del seguidor solar 602.

La figura 7 representa una versión de MPPT a nivel de cadena de un sistema de control de seguidor solar 700 según otra realización. El sistema de control 700 incluye un seguidor 602 con conjuntos PV 603a-603n y un controlador autoalimentado 710. Los conjuntos PV 603a-603n están conectados a interruptores de desconexión 614a-614n respectivos. Los interruptores de desconexión 614a-614n, a su vez, están conectados a unos respectivos detectores de falla de arco 715a-715n. Los detectores de falla de arco (AFD) 715a-715n monitorizan y analizan patrones en las formas de onda de la corriente y/o tensión eléctrica emitidas desde los conjuntos PV 603a-603n respectivos. Cuando uno o más de los AFD 715a-715n detectan un patrón de onda que indica un arco potencialmente peligroso, uno o más de los AFD 715a-715n hacen que los interruptores de desconexión 614a-614n respectivos se abran.

Los detectores de falla de arco 715a-715n están conectados a los respectivos convertidores de MPPT 717a-717n (por ejemplo, convertidores de MPPT de 10 KW). Las salidas de los convertidores de MPPT 717a-717n están conectadas al inversor central 102 a través del bus 145 de CC de la figura 1. La salida del último detector de falla de arco 715n también está conectada a un convertido de alta tensión (HV) en baja tensión (LV) 616, que convierte la tensión emitida desde la última cadena PV 603n en una tensión inferior, que se utiliza para alimentar los componentes 618 electrónicos del controlador. Por tanto, el sistema de control 700 presenta una monitorización de potencia a nivel del seguidor y conversión de MPPT a nivel de cadena (es decir, la conversión de MPPT no es solo para cada seguidor 602 sino para cada una de las cadenas o conjuntos PV 603a-603n).

Las figuras 8A y 8B muestran unos gráficos que ilustran los beneficios de la transmisión de tensión de corriente continua (DC) constante para un campo solar. Para el mismo potencial de tensión, la CC es más eficiente que la CA para transmitir energía. Tal como se ilustra en el gráfico de la figura 8A, la forma de onda de CA trifásica a escala oscila entre -1 V y +1 V. Las diferencias entre la forma de onda de CA trifásica a escala y un potencial constante de +1 VDC o -1 VDC se muestran como unas áreas 802, que representan la eficiencia ganada a partir de la transmisión de CC. La generación de energía en los campos solares es CC tanto para la energía solar como para el almacenamiento. Todo el equilibrio de CC solar de sistema (BOS) está clasificado tanto para la tensión de circuito abierto Voc (para aislamiento) como para la corriente de cortocircuito Isc (para el cobre o conductor).

Tal como se ilustra en el gráfico de la figura 8B, elevar la tensión de transmisión cerca de la tensión de circuito abierto Voc reduce aproximadamente un tercio la corriente de transmisión (representada por el área 804) y elimina aproximadamente un tercio del coste de BOS. Además, mantener la tensión constante en la entrada al inversor centralizado 102 aumenta la capacidad del inversor centralizado 102 del 20 % al 50 %. Además, una tensión de transmisión estable facilita la integración del almacenamiento.

La figura 9 representa un sistema de optimizador de potencia del seguidor (TPO) 900 según una forma de realización. El sistema de TPO 900 maximiza la producción de energía solar y minimiza el desajuste entre los conjuntos PV 110a-110n. El sistema de TPO 900 realiza esto utilizando el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) a nivel de cadena 112a-112n. El MPPT a nivel de cadena elimina el desajuste entre las cadenas o conjuntos PV 110a-110n, lo que, para los módulos solares bifaciales, aumenta la eficiencia de la fila en del 1-2 %. Además, la monitorización de potencia a nivel de cadena es fácil para las operaciones y el mantenimiento (O&M), reduciendo de ese modo el coste de O&M y aumentando la producción de potencia del sitio solar. Y la monitorización de potencia a nivel de cadena proporciona detección de circuito abierto en tiempo real y detección de sombras para las direcciones tanto este-oeste como norte-sur. El sistema de TPO 900 puede utilizar energía de los conjuntos PV 110a-110n para mover o posicionar el seguidor 602, lo que proporciona la máxima utilización del espacio en el seguidor 602. El SPC 910 del sistema de TPO 900 es similar al SPC 810 de la figura 8 excepto en que el convertidor de HV en LV 616 está conectado a las salidas combinadas de los convertidores de MPPT 717a-717n.

En las configuraciones de las figuras 6, 7 y 9, los sistemas de control 600, 700 y 900 emiten una tensión media constante (por ejemplo, de 1200 V a 1600 V) al inversor centralizado 102. Al proporcionar una tensión media constante al inversor centralizado 102, aumenta la capacidad del inversor centralizado 102.

Aunque en los dibujos se ha mostrado varias formas de realización de la divulgación, no se pretende que la divulgación se limite a las mismas, ya que se pretende que el alcance de la invención sólo quede definido por las reivindicaciones adjuntas. Por tanto, la descripción anterior no debe considerarse limitativa, sino simplemente ejemplos de formas de realización particulares.

## REIVINDICACIONES

1. Sistema de potencia de corriente continua, CC, distribuido que comprende:
  - 5 un inversor central (102) configurado para convertir CC en corriente alterna, CA;
  - una pluralidad de cadenas fotovoltaicas, PV, (110a-110n);
  - 10 una pluralidad de convertidores de seguimiento del punto de máxima potencia, MPPT, (112a-112n) acoplados entre la pluralidad de cadenas PV (110a-110n), respectivamente, y el inversor central (102);
  - una pluralidad de baterías (120a-120n, 130a-130n; 220; 320a, 320b); y
  - 15 una pluralidad de convertidores de batería de CC-CC, DCBC, (122a-122n, 132a-132n; 222; 322) acoplados entre la pluralidad de convertidores de MPPT (112a-112n) y la pluralidad de baterías (120a-120n, 130a-130n; 220; 320a, 320b) y configurados para gestionar la carga y descarga de la pluralidad de baterías (120a-120n, 130a-130n; 220; 320a, 320b); y
  - 20 una pluralidad de controladores de gestión de baterías (221, 321) configurados para, después de mantener una tensión de CC media predeterminada constante en una entrada al inversor central (102):
  - hacer funcionar los DCBC (122a-122n, 132a-132n; 222; 322) en un modo de tensión constante;
  - 25 en respuesta a la puesta en marcha de las baterías (120a-120n, 130a-130n; 220; 320a, 320b), hacer funcionar los DCBC (122a-122n, 132a-132n; 222; 322) en un modo de potencia constante; y
  - en respuesta a una reducción de la corriente de carga o descarga, hacer funcionar los DCBC (122a-122n, 132a-132n; 222; 322) en el modo de tensión constante.
- 30 2. Sistema de potencia de CC distribuido según la reivindicación 1, en el que la pluralidad de baterías (120a-120n, 130a-130n; 220; 320a, 320b) es una pluralidad de apilamientos de baterías de flujo (220; 320a, 320b),
- 35 en el que por lo menos un controlador de gestión de baterías (221, 321) de los controladores de gestión de baterías (221, 321) está acoplado entre por lo menos un apilamiento de baterías de flujo (220; 320a, 320b) de la pluralidad de apilamientos de baterías de flujo (220; 320a, 320b) y un DCBC (222; 322) de la pluralidad de DCBC (122a-122n, 132a-132n; 222; 322).
- 40 3. Sistema de potencia de CC distribuido según la reivindicación 1, en el que la pluralidad de baterías (120a-120n, 130a-130n; 220; 320a, 320b) es una pluralidad de baterías de flujo de vanadio.
- 45 4. Sistema de potencia de CC distribuido según la reivindicación 1, que comprende asimismo un combinador PV (142) acoplado a la pluralidad de cadenas PV (110a-110n) y que incluye una pluralidad de interruptores de desconexión (614a-614n) y un detector de falla de arco (615) acoplado a las salidas de la pluralidad de interruptores de desconexión (614a-614n).
- 50 5. Sistema de potencia de CC distribuido según la reivindicación 5, que comprende asimismo una pluralidad de fusibles (604a-604n) acoplados entre la pluralidad de cadenas PV (110a-110n) y la pluralidad de interruptores de desconexión (614a-614n), respectivamente.
- 55 6. Sistema de potencia de CC distribuido según la reivindicación 1, que comprende asimismo:
  - una pluralidad de interruptores de desconexión (614a-614n) acoplados a las salidas de la pluralidad de cadenas PV (110a-110n), respectivamente; y
  - 60 una pluralidad de detectores de falla de arco (715a-715n) acoplados a las salidas de la pluralidad de interruptores de desconexión (614a-614n), respectivamente,
  - en el que la pluralidad de convertidores de MPPT (112a-112n) están acoplados a las salidas de la pluralidad de detectores de falla de arco (715a-715n), respectivamente.
- 65 7. Sistema de potencia de CC distribuido según la reivindicación 1, que comprende asimismo una unidad de control de red (104) en comunicación por cable o inalámbrica con cada uno de entre la pluralidad de convertidores de MPPT (112a-112n) y cada uno de entre la pluralidad de DCBC (122a-122n, 132a-132n; 222; 322), estando la unidad de control de red (104) configurada para gestionar el funcionamiento de la pluralidad de convertidores de MPPT (112a-112n) y la pluralidad de DCBC (122a-122n, 132a-132n; 222; 322).

8. Sistema de potencia de CC distribuido según la reivindicación 1, en el que el inversor central (102) incluye una pluralidad de transistores de efecto de campo de semiconductor de óxido metálico, MOSFET, de carburo de silicio, SiC.
- 5 9. Sistema de potencia de CC distribuido según la reivindicación 1, en el que el inversor central (102) es un inversor de una sola etapa.
- 10 10. Sistema de potencia de CC distribuido según la reivindicación 1, en el que la pluralidad de DCBC (122a-122n, 132a-132n; 222; 322) permite la interconexión de la pluralidad de cadenas PV (110a-110n) y la pluralidad de baterías (120a-120n, 130a-130n; 220; 320a, 320b), y el suministro de una tensión de CC media constante al inversor central (102).
11. Método de control de un sistema de potencia de corriente continua, CC, distribuido, comprendiendo el método:
- 15 mantener, mediante los controladores de gestión de baterías (221, 321), una tensión media predeterminada constante en una entrada del inversor central (102) que convierte la corriente CC generada por el sistema de potencia de CC distribuido en corriente CA;
- 20 hacer funcionar, mediante los controladores de gestión de baterías (221, 321), una pluralidad de convertidores de batería de CC-CC, DCBC, (122a-122n, 132a-132n; 222; 322) respectivos acoplados entre el inversor central (102) y una pluralidad de baterías (120a-120n, 130a-130n; 220; 320a, 320b), respectivamente, en un modo de tensión constante;
- 25 en respuesta a la puesta en marcha de la pluralidad de baterías (120a-120n, 130a-130n; 220; 320a, 320b), hacer funcionar, mediante los controladores de gestión de baterías (221, 321), la pluralidad de DCBC (122a-122n, 132a-132n; 222; 322) en un modo de potencia constante; y
- 30 en respuesta a una reducción de la corriente de carga o descarga, hacer funcionar, mediante los controladores de gestión de baterías (221, 321), la pluralidad de DCBC (122a-122n, 132a-132n; 222; 322) en el modo de tensión constante.
12. Método según la reivindicación 11, que comprende asimismo exportar, mediante una pluralidad de convertidores de seguimiento del punto de máxima potencia, MPPT, (112a-112n), la producción de energía solar a un bus (145) de CC.
- 35 13. Método según la reivindicación 11, en el que la tensión de CC media predeterminada constante está comprendida entre 1200 V y 1600 V.

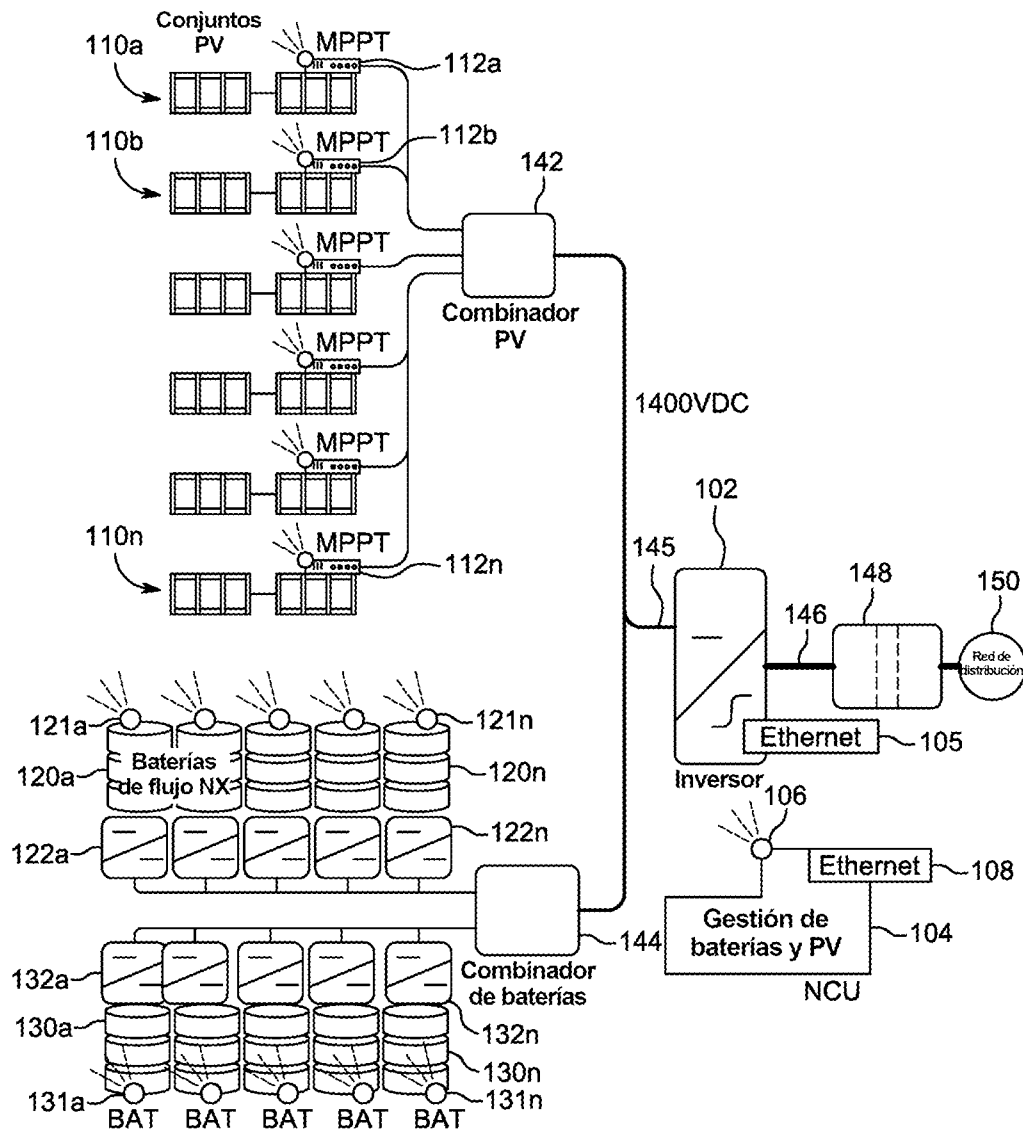


FIG. 1

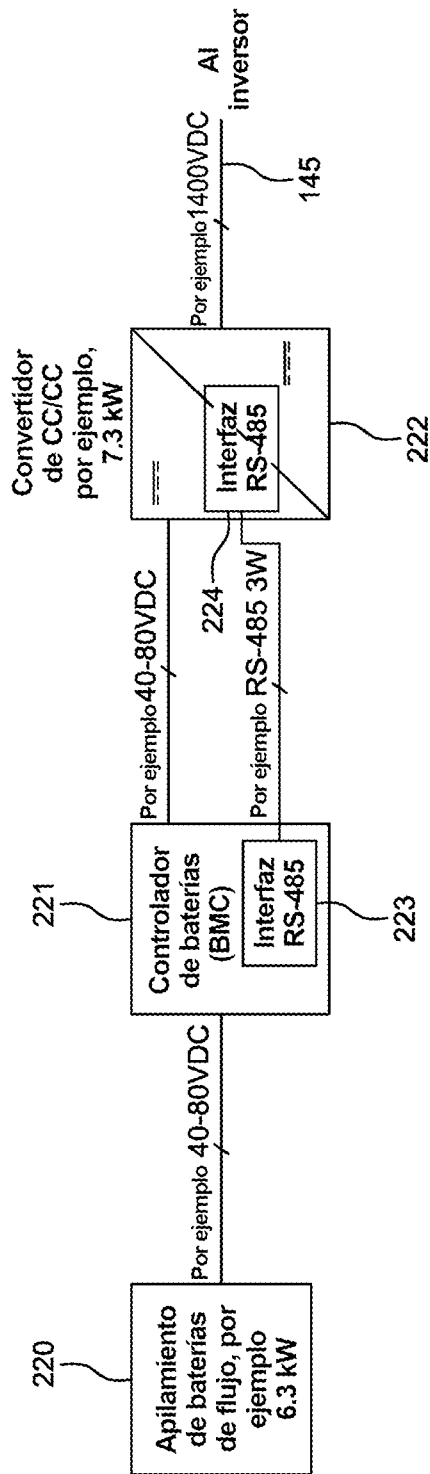


FIG. 2

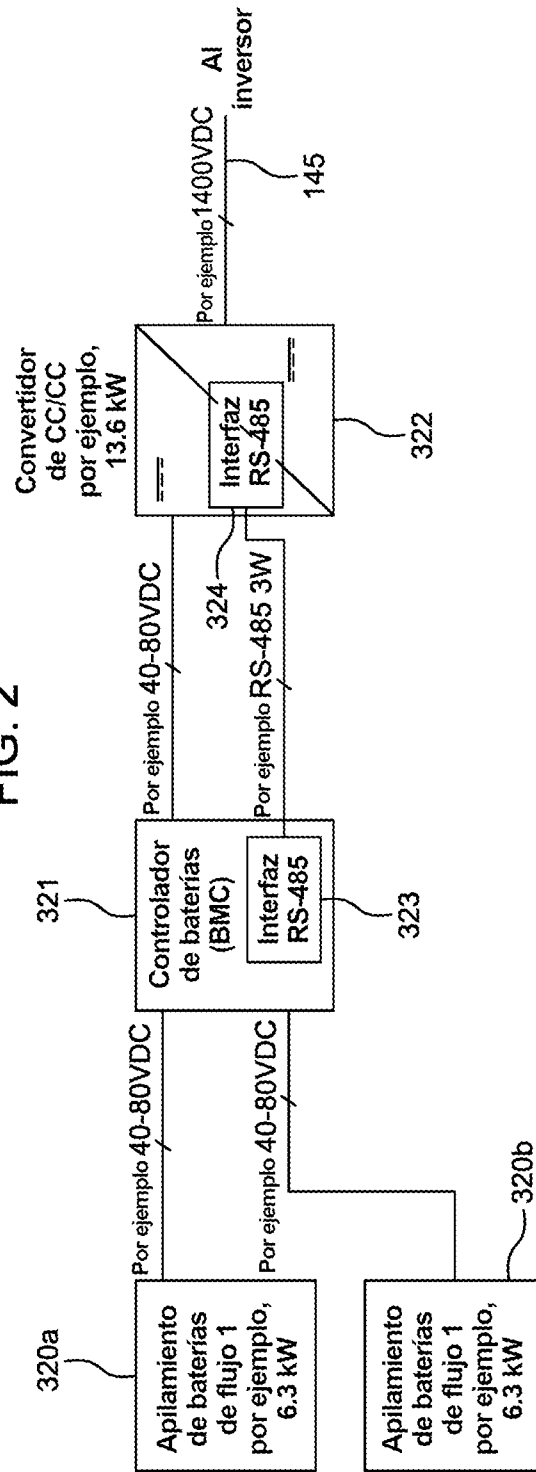


FIG. 3

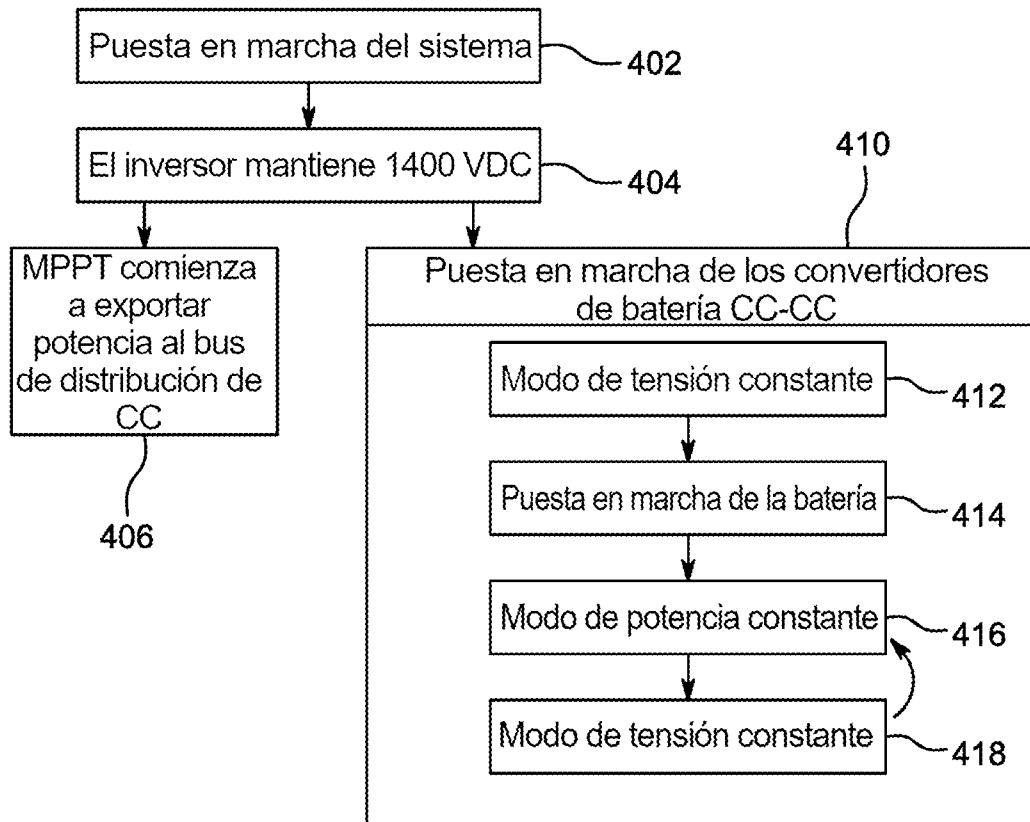


FIG. 4

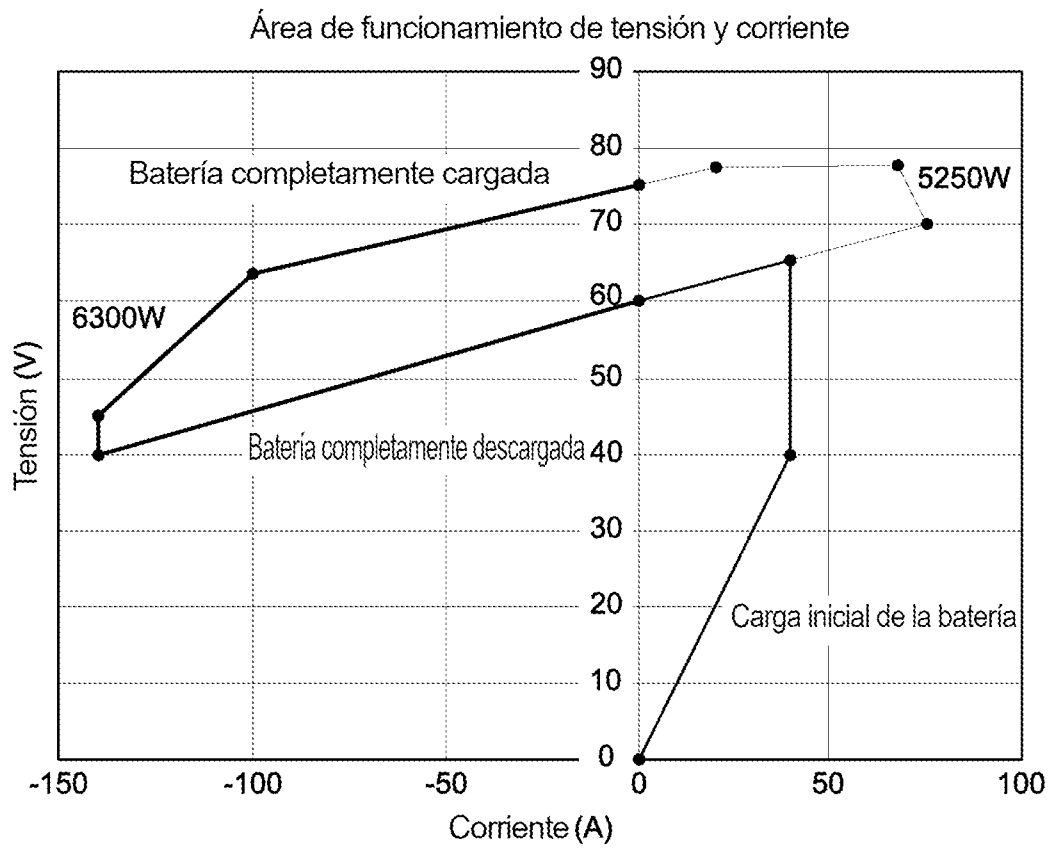


FIG. 5

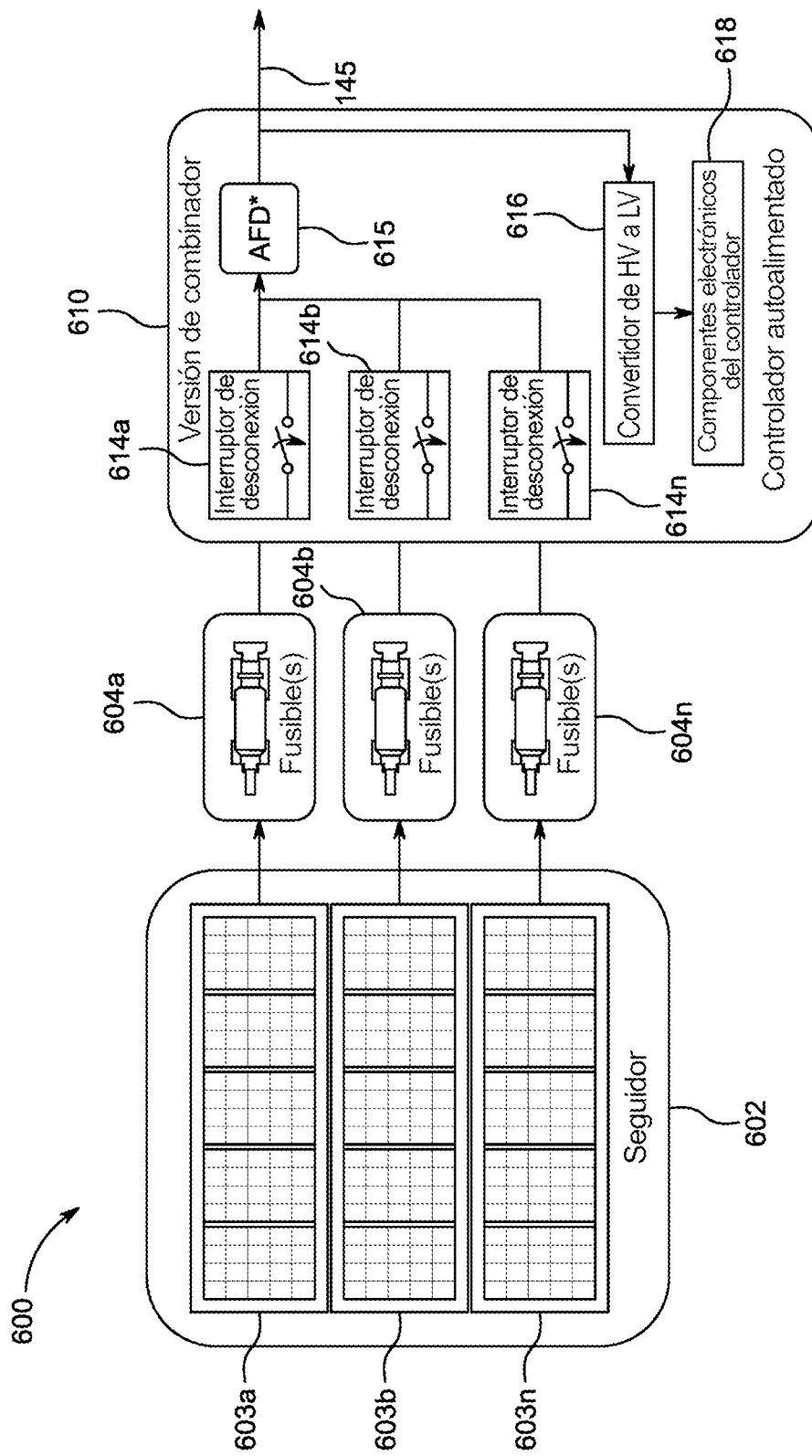


FIG. 6

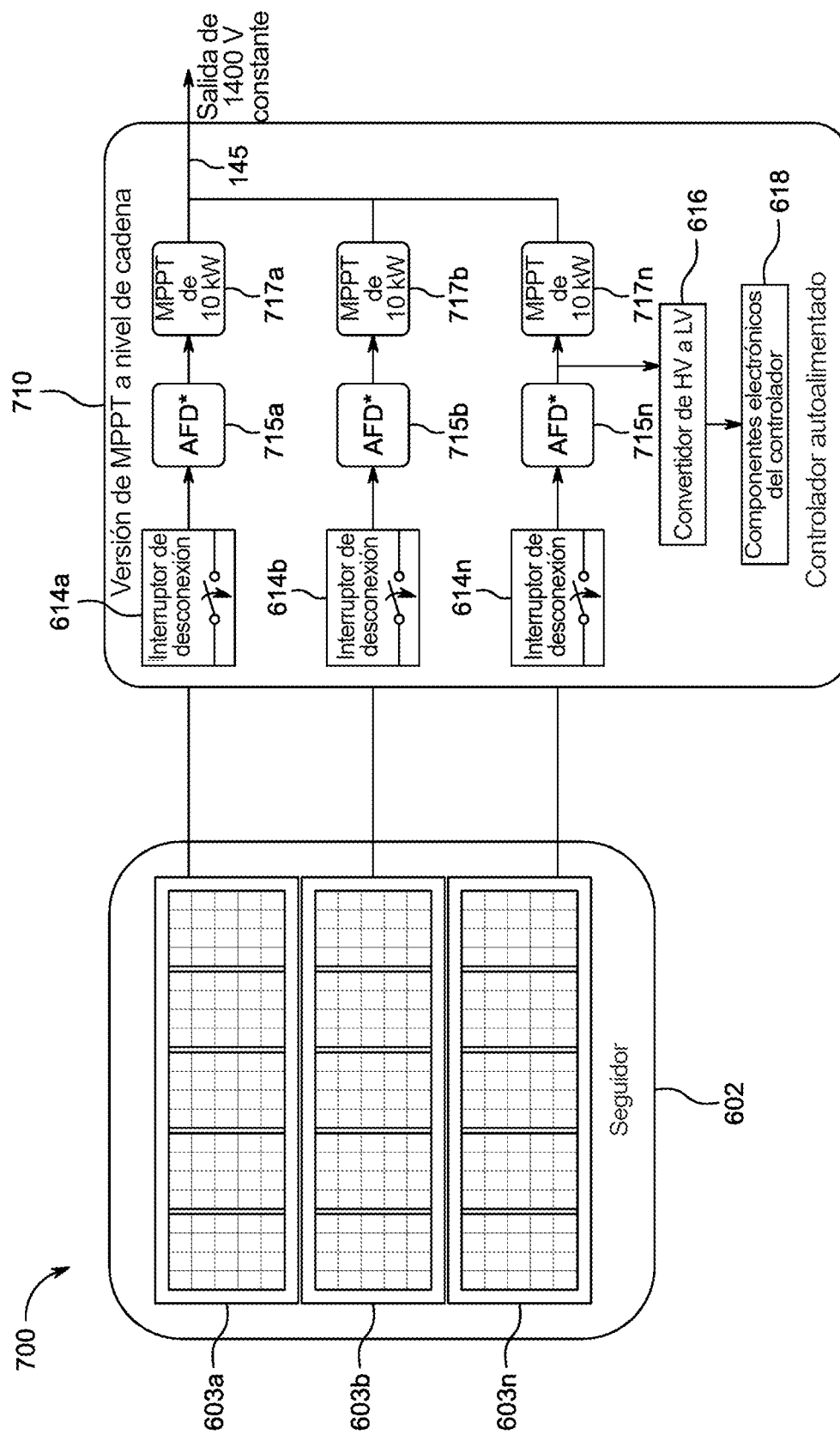


FIG. 7

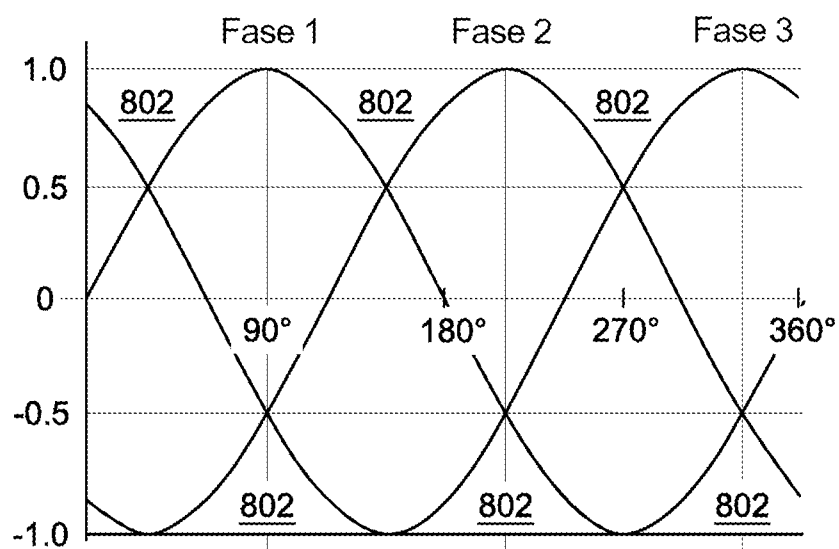


FIG. 8A

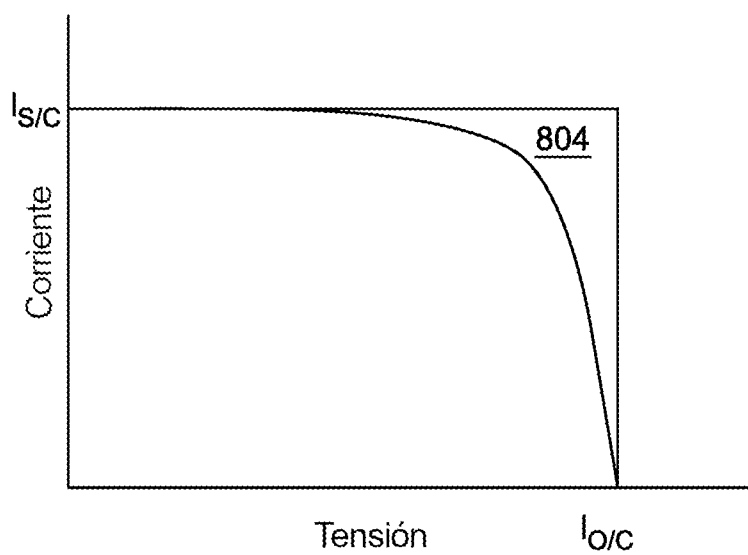


FIG. 8B

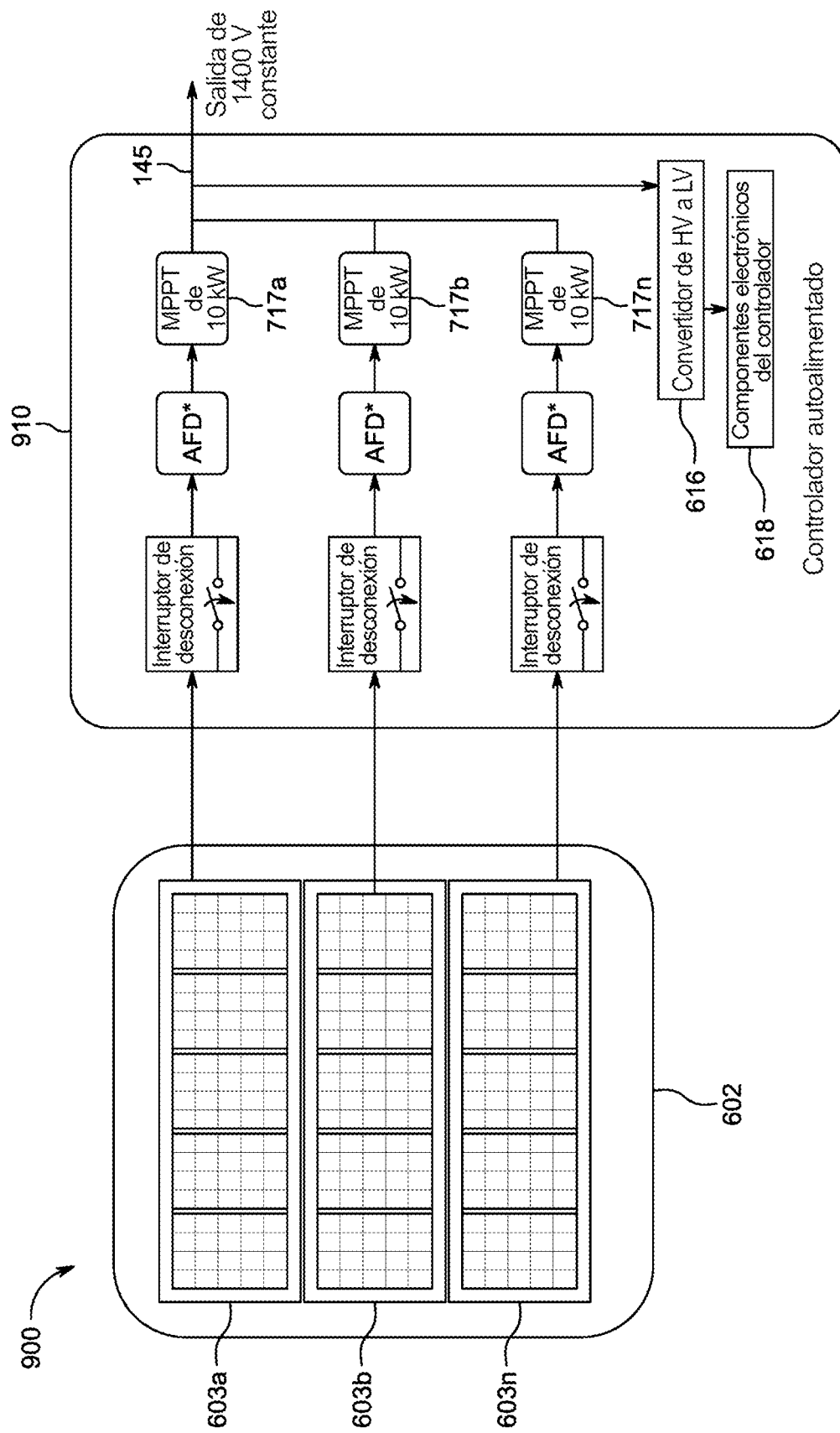


FIG. 9