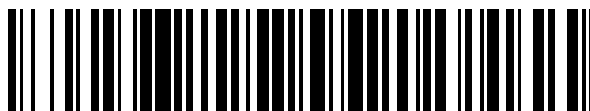


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 748 842**

51 Int. Cl.:

H02S 50/10 (2014.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **02.10.2017** E 17194471 (3)

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **21.08.2019** EP 3306815

54 Título: **Procedimiento de control y de diagnóstico de una arquitectura fotovoltaica**

30 Prioridad:

06.10.2016 FR 1659633

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

18.03.2020

73 Titular/es:

**COMMISSARIAT À L'ÉNERGIE ATOMIQUE ET
AUX ÉNERGIES ALTERNATIVES (100.0%)
25 rue Leblanc, Bâtiment "Le Ponant D"
75015 Paris, FR**

72 Inventor/es:

**AL SHAKARCHI, FRANCK y
PLISSONNIER, ALEXANDRE**

74 Agente/Representante:

LEHMANN NOVO, María Isabel

ES 2 748 842 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

Procedimiento de control y de diagnóstico de una arquitectura fotovoltaica

Ambito técnico de la invención

La presente invención se refiere a un procedimiento de control y de diagnóstico de una arquitectura fotovoltaica.

5 Estado de la técnica

Una arquitectura fotovoltaica comprende por regla general varias cadenas de módulos fotovoltaicos (llamados igualmente paneles fotovoltaicos o paneles solares) conectadas en paralelo. En cada cadena, los módulos fotovoltaicos están conectados en serie. Cada módulo fotovoltaico comprende varias células fotovoltaicas conectadas en serie, en forma de filas de células. Cada célula fotovoltaica está destinada para convertir una energía solar en una energía eléctrica. Las cadenas de módulos fotovoltaicos están conectadas con un convertidor, por ejemplo un ondulator. Este convertidor permite convertir la tensión continua proporcionada por cada cadena de módulos en una tensión alterna. El cometido del convertidor es igualmente determinar un punto de funcionamiento para el cual la potencia proporcionada por una cadena de módulos fotovoltaica es máxima (punto de funcionamiento máximo designado MPP para "Maximum Power Point"). Los documentos EP 2 998 756A y WO 2015/118608A describen procedimientos de diagnóstico de una arquitectura fotovoltaica.

La presencia de un fallo en una cadena de módulos fotovoltaicos disminuye la producción de electricidad de toda la cadena y por consiguiente de toda la arquitectura de producción de electricidad.

Por consiguiente, es necesario controlar el estado de funcionamiento de cada módulo fotovoltaico de una cadena con el fin de señalar un eventual fallo a nivel de un módulo y de solucionarlo lo más rápidamente posible. Según los casos, el fallo podrá ser de distintas naturalezas, particularmente permanente si se trata de un problema material o temporal si se trata por ejemplo de la presencia de un sombreado o de polvo sobre el módulo.

Existen diferentes soluciones para controlar el estado de funcionamiento de un módulo fotovoltaico. Algunas soluciones utilizan captadores de corriente y de tensión para comprobar el comportamiento eléctrico del módulo. Otras soluciones utilizan cámaras térmicas para señalar eventuales puntos calientes en los módulos después de un estímulo eléctrico. Por último existen soluciones que utilizan captadores de temperatura. Es el caso por ejemplo de la patente US6512458B1 y de la solicitud US2011/088744A1 que describen soluciones en las cuales los captadores de temperatura están destinados para medir la temperatura a nivel de los diodos de derivación para deducir con ello un eventual fallo a nivel de las células derivadas. La solicitud de patente US2011/316343A1 describe por su parte un módulo fotovoltaico que comprende varias células interconectadas en las cuales cada célula está asociada con una unidad de control que comprende un captador de potencia y un captador de temperatura para controlar la integridad de la célula.

Las soluciones de detección por representación de imagen térmica son demasiado penosas y poco fiables, particularmente para detectar fallos temporales o intermitentes. Por otro lado, las soluciones que utilizan captadores de temperaturas integrados en el módulo, como en la solicitud de patente US2011/316343A1, no están lo suficientemente conseguidas y no permiten realizar simplemente un diagnóstico sobre el estado de cada célula del módulo.

El documento EP2998756A1 describe un método de evaluación de un nivel de rendimiento de un módulo fotovoltaico que comprende varias células fotovoltaicas. Para ello, el método se basa particularmente en un modelo térmico de una célula fotovoltaica (figura 2). Las curvas representadas en la figura 3 permiten ilustrar la fiabilidad del modelo utilizado.

El documento WO2015/118608 describe un método de determinación de fallos en un sistema fotovoltaico. El método está basado en la curva I-V de una célula fotovoltaica.

El fin de la invención es proponer un procedimiento de control y de diagnóstico de una arquitectura fotovoltaica que permita un diagnóstico sencillo del estado de las células fotovoltaicas de un módulo y por consiguiente del módulo que incorpora las indicadas células.

Exposición de la invención

Este fin se logra mediante un procedimiento de control y de diagnóstico de una arquitectura fotovoltaica, comprendiendo la mencionada arquitectura varias cadenas de módulos fotovoltaicos conectadas en paralelo, comprendiendo cada cadena de módulos fotovoltaicos varios módulos fotovoltaicos conectados en serie, incluyendo cada módulo fotovoltaico varias células fotovoltaicas conectadas en serie, comprendiendo la indicada arquitectura diodos de derivación para derivar cada una o varias células del módulo si una célula falla. Para al menos un módulo fotovoltaico, el procedimiento comprende las etapas siguientes:

- Adquisición de varios valores de temperatura para cada célula de dicho módulo en el transcurso del tiempo, con el fin de formar para cada célula un perfil de temperatura en función del tiempo,
- Determinación de un valor de temperatura de referencia de una célula a partir de los valores de temperatura adquiridos,
- 5 - Para un perfil de temperatura de una célula del módulo, comparación de un valor de temperatura adquirido con el indicado valor de temperatura de referencia con el fin de determinar una diferencia de temperatura,
- Determinación del estado de funcionamiento de cada célula en comparación con dicha diferencia de temperatura determinada con un valor umbral almacenado.

10 Las etapas definidas anteriormente son particularmente perfectamente innovadoras pues permiten realizar un seguimiento y un diagnóstico de un módulo fotovoltaico basándose en mediciones de temperatura. Contrariamente a la solución del documento EP2998756A1 citado anteriormente, no se trata simplemente de construir un modelo y de comprobar la fiabilidad de este modelo.

15 Según una particularidad, la etapa de determinación del estado de funcionamiento de la célula comprende una etapa de determinación del tipo de fallo en comparación con varios perfiles de temperatura almacenados, correspondiendo cada uno a un tipo de fallo determinado.

Según otra particularidad, el procedimiento comprende una etapa de determinación de un modelo predictivo de aparición de fallo cuando se detecta un fallo en una o varias células del módulo de forma repetitiva en el transcurso del tiempo.

20 Según otra particularidad, el procedimiento comprende una etapa de determinación de las pérdidas de potencia del módulo en función del tiempo.

Según otra particularidad, el procedimiento comprende una etapa de determinación de las pérdidas de potencia de cada cadena de la arquitectura fotovoltaica en función del tiempo.

25 Según otra particularidad, el procedimiento comprende, para cada diodo de derivación del módulo, una etapa de adquisición de valores de temperatura del diodo de derivación con el fin de formar un perfil de temperatura en función del tiempo.

Según otra particularidad, el procedimiento comprende una etapa de determinación de un valor de temperatura de referencia a partir de los valores de temperatura adquiridos para los diodos de derivación del módulo.

Según otra particularidad, el procedimiento comprende:

- 30 - Una etapa de comparación de un valor de temperatura adquirido para un diodo de derivación con el indicado valor de temperatura de referencia con el fin de determinar una diferencia de temperatura,
- Una etapa de determinación del estado de funcionamiento del diodo de derivación en comparación con dicha diferencia de temperatura determinada con un valor umbral almacenado.

Según otra particularidad, el procedimiento comprende una etapa de determinación de las pérdidas de potencia de cada cadena de la arquitectura fotovoltaica en función del tiempo.

35 Según otra particularidad, el procedimiento comprende una etapa de determinación de un valor de corriente derivada por un diodo de derivación en un instante dado a partir de las características eléctricas del indicado diodo y de la potencia térmica liberada por el diodo, siendo la indicada potencia térmica liberada función del valor de temperatura del diodo en dicho instante, del valor de la temperatura ambiente en el indicado instante y de la resistencia térmica del diodo.

40 Según otra particularidad, el procedimiento comprende una etapa de control del estado de funcionamiento de un diodo de contorneado en función de su temperatura y de la corriente que pasa por él en el transcurso del tiempo.

45 La invención se refiere igualmente a un sistema de control y de diagnóstico de una arquitectura fotovoltaica, comprendiendo la indicada arquitectura varias cadenas de módulos fotovoltaicos conectadas en paralelo, incluyendo cada cadena de módulos fotovoltaicos varios módulos fotovoltaicos conectados en serie, comprendiendo cada módulo fotovoltaico varias células fotovoltaicas conectadas en serie, incluyendo la indicada arquitectura diodos de derivación para derivar cada una una o varias células del módulo si fallase una célula, comprendiendo el indicado sistema:

- Un módulo de adquisición de varios valores de temperatura para cada célula de dicho módulo con el transcurso del tiempo, con el fin de formar para cada célula un perfil de temperatura en función del tiempo,
- 50 - Un módulo de determinación de un valor de temperatura de referencia de una célula a partir de los valores de temperatura adquiridos,

- Para un perfil de temperatura de una célula del módulo, un módulo de comparación de un valor de temperatura adquirido con el indicador valor de temperatura de referencia con el fin de determinar una diferencia de temperatura,
- Un módulo de determinación del estado de funcionamiento de cada célula en comparación con dicha diferencia de temperatura determinada con un valor umbral almacenado.

5 Según una particularidad, el módulo de determinación del estado de funcionamiento de la célula comprende un módulo de determinación del tipo de fallo por comparación con varios perfiles de temperatura almacenados, correspondiendo cada uno a un tipo de fallo determinado.

10 Según otra particularidad, el sistema comprende un módulo de determinación de un modelo predictivo de aparición de fallo cuando se detecta un fallo en una o varias células del módulo de forma repetitiva con el transcurso del tiempo.

Según otra particularidad, el sistema comprende un módulo de determinación de las pérdidas de potencia del módulo en función del tiempo.

15 Según otra particularidad, el sistema comprende un módulo de determinación de las pérdidas de potencia de cada cadena de la arquitectura fotovoltaica en función del tiempo.

Según otra particularidad, el sistema comprende, para cada diodo de derivación del módulo, un módulo de adquisición de valores de temperatura del diodo de derivación con el fin de formar un perfil de temperatura en función del tiempo.

20 Según otra particularidad, el sistema comprende un módulo de determinación de un valor de temperatura de referencia a partir de los valores de temperatura adquiridos para los diodos de derivación del módulo.

Según otra particularidad, el sistema comprende:

- Un módulo de comparación de un valor de temperatura adquirido para una diodo de derivación con el indicado valor de temperatura de referencia con el fin de determinar una diferencia de temperatura,
- Un módulo de determinación del estado de funcionamiento del diodo de derivación en comparación con dicha diferencia de temperatura determinada con un valor umbral almacenado.

25 Según otra particularidad, el sistema comprende un módulo de determinación de las pérdidas de potencia de cada cadena de la arquitectura fotovoltaica en función del tiempo.

30 Según otra particularidad, el sistema comprende un módulo de determinación de un valor de corriente derivado por un diodo de derivación en un instante dado a partir de las características eléctricas del indicado diodo y de la potencia térmica liberada por el diodo, siendo la indicada potencia térmica liberada función del valor de temperatura del diodo en el indicado instante, del valor de la temperatura ambiente en dicho instante y de la resistencia térmica del diodo.

Según otra particularidad, el sistema comprende un módulo de control del estado de funcionamiento de un diodo de derivación en función de su temperatura y de la corriente que lo atraviesa con el transcurso del tiempo.

35 Breve descripción de las figuras

Otras características y ventajas aparecerán en la descripción detallada que sigue respecto a los dibujos adjuntos en los cuales:

- La figura 1 representa de forma esquemática una arquitectura fotovoltaica.
- Las figuras 2A y 2B representan de forma esquemática un módulo fotovoltaico visto respectivamente por el lado de su cara delantera y su cara trasera y que ilustra el principio de medición de temperatura a nivel de las células del módulo.
- La figura 3 representa una variante de realización del principio de medición de la temperatura a nivel de las células del módulo.
- La figura 4 representa un diagrama de funcionamiento que ilustra las diferentes etapas del procedimiento de vigilancia de la invención.
- La figura 5 ilustra el principio de medición de las temperaturas a nivel de los diodos de derivación utilizados en un módulo fotovoltaico.
- La figura 6 representa un diagrama de funcionamiento que ilustra etapas complementarias del procedimiento de control de la invención.
- Las figuras 7A a 7C muestran tres perfiles distintos de módulos en fallo.

Descripción detallada de al menos un modo de realización

En referencia a la figura 1, una arquitectura fotovoltaica presenta clásicamente las particularidades de disposición y de funcionamiento siguientes:

- 5 - Varias cadenas Ch1, Ch2 de módulos fotovoltaicos (llamados igualmente paneles fotovoltaicos o paneles solares) son conectadas en paralelo (dos cadenas en la figura 1).
- Cada cadena de módulos fotovoltaicos comprende varios módulos fotovoltaicos conectados en serie (M1-M3 para la cadena Ch1 y M10-M30 para la cadena Ch2).
- 10 - Un módulo fotovoltaico (referenciado de forma general Mi en lo que sigue del texto) comprende varias células fotovoltaicas (no representadas) conectadas en serie. Las células fotovoltaicas se distribuyen en varias filas.
- Cada célula fotovoltaica está destinada para convertir una energía solar en una energía eléctrica.
- Un convertidor, por ejemplo un ondulador 10, que comprende varios brazos de conmutación a base de transistores, está destinado para convertir una tensión continua proporcionada por cada cadena de módulos en una tensión alterna.
- 15 - Medios de control, integrados o no en el convertidor, son aptos para accionar el ondulador para realizar la conversión de tensión.
- Cada módulo comprende ventajosamente diodos anti-retorno (no representados) posicionados de forma adaptada, por ejemplo en serie con los módulos de cada cadena.
- 20 - Cada módulo comprende ventajosamente diodos de derivación (llamados de "bypass") para derivar cada uno una fila de células distintas de un módulo si una célula de ésta fila estuviese en fallo. En la figura 1, un diodo de derivación es representado por módulo (los diodos están referenciados como D1, D2, D3, D10, D20, D30 en la figura 1).

En referencia a la figura 2A, en cada módulo, se tiene la disposición siguiente:

- 25 - Las células fotovoltaicas están organizadas en varias filas. En la figura 2A dos columnas de células forman una fila de células. En esta figura, la célula referenciada C1_1 corresponde a la primera célula de la primera fila y la célula referencia con C1_2 corresponde a la segunda célula de la primera fila. La célula referenciada con C2_1 corresponde a la primera célula de la segunda fila. En lo que sigue de la descripción, cada célula está referenciada de forma general, Cx, correspondiendo x a la referencia de la célula.

30 El procedimiento de control y de diagnóstico de la invención está destinado para controlar el estado de un módulo fotovoltaico Mi mediante la medición de la temperatura, preferentemente a nivel de cada célula Cx de este módulo Mi y en realizar un diagnóstico sobre el estado de la célula y/o del módulo a partir de este control.

35 Para poner en práctica este procedimiento de control y de diagnóstico, el sistema de control de la invención comprende un dispositivo de medición de temperatura asociado con cada célula de un módulo y destinado para medir la temperatura de la célula con la cual está asociado.

Cada dispositivo de medición de temperatura comprende:

- 40 - Un captador de temperatura (referenciado S1, S2 y Sx de forma general) analógica o digital posicionado lo más cerca de la célula Cx;
- Medios de conversión analógica/digital para convertir la señal analógica proporcionada por el captador si este es analógico;
- Una interfaz de comunicación dispuesta para transmitir los datos de medición a una unidad de tratamiento;
- Un módulo de alimentación eléctrica para alimentar el dispositivo.

Los medios de conversión, la interfaz de comunicación y el módulo de alimentación podrán ser comunes a varios dispositivos.

45 Los diferentes componentes de los dispositivos de medición de temperatura podrán ser organizados según varias configuraciones. Cada captador de temperatura Sx está localizado lo más cerca de una célula Cx con el fin de captar de forma precisa la temperatura de la célula, mientras que los otros componentes del dispositivo pueden estar desplazados con relación al captador.

De forma no limitativa, cada captador de temperatura Sx puede disponerse según diferentes configuraciones:

- 50 - Puede fijarse sobre la cara posterior de la célula (figura 2B), o
- Puede encapsularse en el módulo de forma que esté posicionado entre las células y cogido entre las dos caras de un módulo (figura 3).

De forma no limitativa, cada captador de temperatura S_x se presentará por ejemplo en forma de un termómetro con resistencia de platino (RTD) PT100 con una precisión de al menos $0,1^\circ\text{C}$ en un margen de temperaturas que va de 0° a 100°C .

5 Las mediciones de temperatura a nivel de varias células de un módulo están ventajosamente sincronizadas entre sí. Para eso, cualquier método de sincronización conocido podrá ser utilizado. Este será puesto en práctica por la unidad de tratamiento UC del sistema.

10 El sistema de control comprende en efecto al menos una unidad de tratamiento UC destinada para adquirir y tratar los datos de temperaturas proporcionados por cada dispositivo de medición de temperatura. La unidad de tratamiento UC podrá asociarse con un módulo M_i en particular, con un conjunto de módulos, por ejemplo una cadena de módulos, o con una arquitectura fotovoltaica completa.

El sistema de control comprende varios módulos lógicos destinados para ser ejecutados por la unidad de tratamiento UC para poner en práctica el procedimiento de control de la invención.

La unidad de tratamiento UC comprende al menos un microprocesador y una memoria dispuestos para ejecutar los indicados módulos lógicos.

15 En referencia a la figura 4, para un módulo fotovoltaico M_i de una arquitectura, el procedimiento de control de la invención comprende las etapas siguientes:

- Para cada célula del módulo, las temperaturas son medidas durante el transcurso del tiempo por el dispositivo de medición y son enviadas a intervalos, preferentemente regulares, hacia la unidad de tratamiento UC (etapa E1). La unidad de tratamiento UC adquiere así en continuo los valores de temperatura emitidos por cada captador de temperatura.
- La unidad de tratamiento UC puede así ejecutar un módulo lógico para reconstituir el perfil de variación de la temperatura de la célula en función del tiempo (etapa E2);
- La unidad de tratamiento UC ejecuta un módulo de comparación de la temperatura medida en cada instante a nivel de cada célula C_x con una temperatura de referencia T_{ref} (etapa E4) que es previamente determinada por la unidad de tratamiento (etapa E3);
- Esta temperatura de referencia T_{ref} corresponde ventajosamente a la temperatura de la mayoría de las células del módulo en el indicado instante de medición de las temperaturas. En variante, la temperatura de referencia puede corresponder a la temperatura homogénea en el seno de un módulo la más corriente entre varios módulos o la temperatura más baja. Para determinarla, la unidad de tratamiento pone ventajosamente en práctica un análisis estadístico sobre los valores de temperatura obtenidos en dicho instante para cada célula del módulo. El análisis estadístico realizado será por ejemplo puesto en práctica en varias filas de células e incluso en una o varias cadenas de módulos. El análisis estadístico al ser clásico, no se detalla en la presente solicitud. Es preciso simplemente tener en cuenta de una selección una temperatura de referencia entre las temperaturas de varias células. La temperatura de referencia sigue por consiguiente un perfil de temperatura determinada en el transcurso del tiempo.
- El módulo de comparación es ejecutado para comparar la temperatura T_i medida en cada instante con el transcurso del tiempo a nivel de una célula C_x con la temperatura de referencia T_{ref} correspondiente al indicado instante. El módulo de comparación compara seguidamente la diferencia entre la temperatura medida y la temperatura de referencia en el indicado instante con relación a un valor umbral prealmacenado V_s . El valor de umbral V_s corresponde por ejemplo al doble del error de medición.
 - o Si la diferencia entre las dos temperaturas es inferior o igual al indicado valor de umbral V_s , la unidad de tratamiento UC concluye en ausencia de fallo (etapa E5).
 - o Si la diferencia entre las dos temperaturas es superior al valor de umbral V_s , la unidad de tratamiento UC concluye en la existencia de un fallo (etapa E6).
- Cuando la presencia de un fallo es detectada, la unidad de tratamiento UC está dispuesta para determinar el tipo de fallo (etapa E7). Para ello, la unidad de tratamiento UC ejecuta un módulo de determinación del tipo de fallo.

50 Este módulo de determinación del tipo de fallo está dispuesto para razonar a la vez en el espacio y en el tiempo. Más precisamente, en cada instante de medición de temperatura, está dispuesto para reconstituir una imagen en temperatura del módulo, es decir una imagen del módulo en la cual cada célula es ilustrada por su nivel de temperatura. El módulo de determinación está dispuesto para comparar esta imagen en temperatura del módulo con imágenes pre-memorizadas en los medios de memorización de la unidad de tratamiento UC. De forma no limitativa, las figuras 7A a 7C ilustran diferentes casos de defectos que pueden aparecer en un módulo fotovoltaico.

Este módulo será entonces capaz de distinguir los fallos siguientes:

○ Célula aislada que presenta una temperatura anormalmente elevada, sinónimo de un fallo localizado a nivel de la célula Cx. Se tratará por ejemplo de una célula rota, de la presencia de un sombreado o de una suciedad localizada, de una pérdida de transparencia de la célula (figura 7A).

5 ○ Fila de células Cx que presentan una temperatura anormalmente elevada, sinónimo de un fallo a nivel del diodo de derivación asociado con esta fila o de un problema de conexión eléctrica tal como la presencia de un circuito abierto en la fila (zona Z1 – figura 7B).

○ Presencia de células que presentan una temperatura anormalmente elevada sobre todo en la parte baja del marco de un módulo, sinónimo de un problema de polarización o de Degradación Potencial Inducida (llamada PID) (zona Z2 – figura 7C).

10 Además, en el tiempo, el módulo de determinación está dispuesto para seguir la evolución de la imagen en temperatura del módulo en el tiempo, con miras a confirmar eventualmente la presencia de un fallo y determinar eventualmente la naturaleza del fallo. Se tratará por ejemplo de:

15 ○ La presencia de una o varias células Cx con una temperatura anormalmente elevada en un margen de tiempo limitado, siempre idéntico de un día al otro, sinónimo de un fallo localizado temporalmente, de tipo sombreado repetitivo.

La comparación instantánea en temperatura permite alertar la unidad de tratamiento UC de la presencia de un eventual fallo. El tipo de fallo solo puede a continuación determinarse después de un análisis espacial para comprobar si otras células del módulo están afectadas y después de un análisis temporal para comprobar si el fallo perdura en el tiempo o si se produce de forma repetitiva en un margen de tiempo de control determinado, pudiendo este margen ser más o menos largo. Una vez el tipo de fallo determinado, la unidad de tratamiento UC emite una salida correspondiente (etapa E8). Puede tratarse particularmente de la emisión de un mensaje de alerta.

Además de la detección de fallos, la unidad de tratamiento UC puede estar destinada para realizar otras tareas a partir de los datos de temperatura recogidos.

25 El sistema comprende ventajosamente un módulo de cálculo de las pérdidas de potencia por módulo fotovoltaico en función del tiempo (etapa E9). Este módulo de cálculo de las pérdidas de potencia funciona estimando la temperatura normal del módulo determinado en un periodo de tiempo dado (pudiendo ser de una semana a varios meses). Esta estimación es puesta en práctica a partir de fórmulas procedentes de la mecánica térmica, de las características térmicas/eléctricas del módulo determinado y condiciones peores caso sobre el tiempo de control. A continuación el módulo de cálculo determina la temperatura de referencia máxima del módulo fotovoltaico en el mismo periodo de tiempo de control. El módulo de cálculo puede así calcular las pérdidas de potencia del módulo en función del tiempo (etapa E10). El aumento progresivo de esta temperatura de referencia muestra una degradación progresiva del módulo.

35 El sistema comprende ventajosamente un módulo de determinación de un modelo predictivo de evolución de los fallos en función del tiempo (etapa E11). Este modelo de determinación se basa particularmente en la evolución de la temperatura de una célula con el transcurso del tiempo. Cuanto más vieja es una célula, más será la tendencia a calentarse y por consiguiente más probabilidades tendrá de experimentar un fallo. Gracias al modelo fabricado, la unidad de tratamiento estará incluso en condiciones de prever la aparición de fallos en todas las células de los módulos de una arquitectura (etapa E12).

40 Por último, a partir del conjunto de datos recogidos en los módulos de una cadena de módulos, el sistema comprende ventajosamente un módulo de cálculo de las pérdidas de potencia por cadena de módulos en función del tiempo (etapas E13 y E14), teniendo en cuenta la arquitectura fotovoltaica controlada.

Para comprender mejor el principio de funcionamiento de este último módulo de cálculo, es preciso recordar que la potencia solar recibida por una célula fotovoltaica se transforma en dos tipos de potencia: potencia eléctrica y potencia térmica.

45 La potencia térmica emitida por la célula tiene por consecuencia aumentar la temperatura de la célula. La expresión de la potencia térmica emitida por una célula es la siguiente:

$$P_{th} = (T_{cell} - T_{amb})/R_{th}$$

En la cual:

- 50 - P_{th} corresponde a la potencia térmica emitida por la célula;
- R_{th} corresponde a la resistencia térmica de la célula;
- T_{cell} corresponde a la temperatura de la célula y;
- T_{amb} corresponde a la temperatura ambiente del entorno del módulo fotovoltaico.

Conociendo la resistencia térmica de la célula y midiendo su temperatura, es posible así comparar la potencia térmica emitida por esta célula con la potencia térmica emitida por la mejor célula identificada, es decir por ejemplo la que tiene la temperatura más baja. A partir de la diferencia de potencia térmica entre estas dos células, se deduce con ello la pérdida de potencia eléctrica transmitida por la célula.

5 Dicho de otro modo, el razonamiento matemático es el siguiente:

- Se supone que todas las células reciben la misma potencia total (irradiación solar) y que sus resistencias térmicas son idénticas.
- El índice Cell_NOK hace referencia a una célula que falla y el índice Cell_OK hace referencia a la célula que produce rendimiento.
- 10 - Se supone que $G_{\text{Cell NOK}} = G_{\text{Cell OK}}$ representando G la irradiación recibida por las células.

Es conocido que, para cada célula, la irradiación G se transforma a la vez en potencia eléctrica y en potencia térmica, según la relación:

$$G = Pelec + Pth$$

Donde Pelec y Pth son respectivamente las potencias eléctricas y térmicas generadas por la célula.

15 La diferencia de potencia eléctrica transmitida entre la célula que da fallo y la célula que produce rendimiento se expresa por la relación siguiente:

$$\Delta Pelec = Pelec_{\text{Cell OK}} - Pelec_{\text{Cell NOK}} = Pth_{\text{Cell NOK}} - Pth_{\text{Cell OK}}$$

Siendo:

- $Pelec_{\text{Cell OK}}$ la potencia eléctrica transmitida por la célula que funciona;
- 20 - $Pelec_{\text{Cell NOK}}$ la potencia eléctrica transmitida por la célula que falla;
- $Pth_{\text{Cell OK}}$ la potencia térmica transmitida por la célula que funciona;
- $Pth_{\text{Cell NOK}}$ la potencia térmica transmitida por la célula que falla.

Ahora bien, se obtiene:

$$Pth = (T_{\text{cell}} - T_{\text{amb}})/Rth$$

25 Se obtiene entonces:

$$\Delta Pelec = \frac{T_{\text{cell NOK}} - T_{\text{amb}}}{Rth} - \frac{T_{\text{cell OK}} - T_{\text{amb}}}{Rth} = \frac{T_{\text{cell NOK}} - T_{\text{cell OK}}}{Rth}$$

La elección de la temperatura de la célula que funciona podrá diferir según se coloque en instantáneo o en absoluto.

Las pérdidas de potencia eléctrica a nivel de un módulo se determinarán por la suma de las pérdidas de potencia eléctrica de cada célula del módulo.

30 Paralelamente o como complemento, el sistema de control de la invención está ventajosamente destinado para controlar la temperatura de cada diodo de derivación (Db1, Db2...) utilizado en un módulo fotovoltaico.

El sistema comprende de este modo dispositivos de medición de temperatura, del tipo de los ya descritos más arriba, asociados cada uno con un diodo de contorneado distinto de una fila de células del módulo. La implantación de tales dispositivos de medición de temperatura en diodos es bien conocida y no forma parte de la presente invención. Se observará que los captadores de temperatura Sd1, Sd2, Sd3 utilizados están por ejemplo encapsulados en la caja del diodo. El principio es ilustrado por la figura 5 donde se aprecia que los captadores de temperatura Sd1, Sd2, Sd3 envían los valores de temperatura medidos a nivel de cada diodo de derivación hacia la unidad de tratamiento UC.

El diagrama de funcionamiento está representado en la figura 6.

- 40 - Para cada diodo de derivación del módulo, las temperaturas se miden en el transcurso del tiempo por el dispositivo de medición y son enviadas a intervalos, regulares o no, a la unidad de tratamiento (etapa F1). La unidad de tratamiento UC adquiere así en continuo los valores de temperatura emitidos por cada captador.
- 45 - La unidad de tratamiento UC ejecuta un módulo logicial para reconstituir el perfil de variación de la temperatura del diodo en función del tiempo (etapa F2);

- La unidad de tratamiento UC ejecuta un módulo de comparación de la temperatura medida en cada instante a nivel de uno o varios diodos de derivación con una temperatura de referencia Tref2 (etapa F4) que se determina previamente por la unidad de tratamiento (etapa F3).
 - Esta temperatura de referencia Tref2 corresponde ventajosamente a la temperatura mínima de los diodos de derivación del módulo en el mencionado instante de medición de las temperaturas, debiendo ésta ser próxima a la temperatura ambiente. En efecto, si una fila de células no tiene fallo y por consiguiente no está derivada, ninguna corriente debe pasar por el diodo de derivación y éste debe por consiguiente mantener una temperatura baja, próxima a la temperatura ambiente.
 - El módulo de comparación es ejecutado para comparar la temperatura medida en cada instante en el transcurso del tiempo a nivel de un diodo de derivación con la temperatura de referencia Tref2 correspondiente al indicado instante. El módulo de comparación compara seguidamente la diferencia entre la temperatura medida y la temperatura de referencia Tref2 en el indicado instante con relación a un valor umbral pre-almacenado Vs2. El valor umbral Vs2 corresponde por ejemplo al doble del error de medición.
 - o Si la diferencia entre las dos temperaturas es inferior o igual al indicado valor umbral Vs2, la unidad de tratamiento UC concluye en la ausencia de fallo a nivel de la fila de células derivada por el diodo determinado (etapa F5).
 - o Si la diferencia entre las dos temperaturas es superior al valor umbral Vs2, la unidad de tratamiento UC concluye en la presencia de un fallo a nivel de la fila de células derivada por el diodo determinado (etapa F6).
- Algunos fallos pueden afectar a una o varias células al mismo tiempo y pueden ser localizados en el tiempo, intermitentes o permanentes. Se tratará por ejemplo de una o varias células de la fila rota, de la presencia de un sombreado o de una suciedad localizada, de una pérdida de transparencia de una célula de la fila. Como para el análisis de las temperaturas a nivel de las células, la comparación instantánea en temperatura permite alertar la unidad de tratamiento de la presencia de un eventual fallo. El tipo de fallo solo puede seguidamente determinarse después de un análisis espacial para comprobar si las alertas se encuentran igualmente presentes en el mismo instante a nivel de otros diodos del módulo y después de un análisis temporal para comprobar si el fallo perdura en el tiempo o si se produce de forma repetitiva en un margen de tiempo de control determinado, pudiendo este margen ser más o menos largo (etapa F7). Una vez el tipo de fallo determinado, la unidad de tratamiento UC emite una salida correspondiente (etapa F8). Puede tratarse particularmente de la emisión de un mensaje de alerta.
- Por otro lado, el sistema puede comprender ventajosamente un módulo de determinación de la corriente que pasa por el diodo de derivación (etapa F9). Para ello, el módulo se basa en la expresión siguiente de la potencia eléctrica liberada en potencia térmica por el diodo:

$$P_{elec} = V_{umbral} \times I_{diodo} + R_{diodo} \times I_{diodo}^2$$

$$P_{th} = P_{elec}$$

En la cual:

- Ph corresponde a la potencia térmica liberada por el diodo de derivación, siendo esta potencia térmica igual a:
 - o $P_{th} = \Delta T / R_{th}$ con ΔT que corresponde a la diferencia de temperatura entre la temperatura medida a nivel del diodo y la temperatura ambiente del entorno del diodo (medida con la ayuda de un captador suplementario) y Rth la resistencia térmica del diodo.
- Vumbral corresponde a la tensión de umbral conocida del diodo;
- Idiodo corresponde a la corriente de contorneado que atraviesa el diodo;
- Rdiodo corresponde a la resistencia dinámica conocida del diodo;

A partir de estas informaciones, la unidad de tratamiento UC determina la corriente Idiodo que pasa por el diodo (etapa F10). El sistema sigue así mismo la evolución de esta corriente en función de la evolución de la temperatura del diodo.

El sistema puede ventajosamente comprender un módulo de determinación de la corriente que pasa por la fila de células derivada por el diodo determinado (etapa F11). Esta corriente se obtiene a la salida (etapa F12) a partir de la expresión siguiente:

$$I_{fila} = I_{cadena} - I_{diodo}$$

En la cual:

- Ifila corresponde a la corriente que pasa por la fila de células;

- Icadena corresponde a la corriente de la cadena de módulos fotovoltaicos;
- Idiodo la corriente de derivación que pasa por el diodo de derivación de la fila de células cuando una o varias células de la fila presenta un fallo;

5 En función de la evolución de la corriente que pasa por el diodo con el transcurso del tiempo y la evolución de su temperatura, es posible prever la evolución de la degradación del diodo y por consiguiente la aparición de un fallo.

10 Como para la medición de las temperaturas a nivel de las células, el sistema puede ventajosamente comprender un módulo de cálculo de las pérdidas de potencia por cadena de módulos en función del tiempo. Cuando un diodo se activa, la potencia eléctrica proporcionada por la fila de células derivada por este diodo se pierde pues la tensión en los terminales de la fila es nula. Resulta así posible estimar la potencia eléctrica perdida en un módulo teniendo en cuenta la relación entre el número de diodos de derivación que son activados y el número total de diodos de derivación. La potencia eléctrica perdida relacionada con la activación de los diodos en un módulo (o incluso a escala de una cadena de módulos) se expresa por consiguiente por la relación siguiente:

$$P_{elec_{ios}} = N_{diodos_{ON}} \times I_{fila} \times V_{fila}$$

En la cual:

- 15
- $P_{elec_{ios}}$ corresponde a la potencia eléctrica perdida en una fila de células,
 - $N_{diodos_{ON}}$ corresponde al número de diodos activados en la fila de células,
 - I_{fila} corresponde a la corriente que circula por la fila de células,
 - V_{fila} corresponde a la tensión en los terminales de la fila de células.

Por lo que antecede se desprende que la solución de la invención conlleva así numerosas ventajas, entre las cuales:

- 20
- Capacidad de detección de todos los fallos, ya sean localizados temporalmente o de forma intermitente.
 - Facilidad de detección gracias a simples comparaciones.
 - Solución no intrusiva en el funcionamiento en producción de la arquitectura fotovoltaica.

REIVINDICACIONES

- 5 **1.** Procedimiento de control y de diagnóstico de una arquitectura fotovoltaica, comprendiendo la mencionada arquitectura varias cadenas (Ch1, Ch2) de módulos fotovoltaicos (Mi) conectadas en paralelo, comprendiendo cada cadena de módulos fotovoltaicos varios módulos fotovoltaicos conectados en serie, incluyendo cada módulo fotovoltaico varias células fotovoltaicas (Cx) conectadas en serie, comprendiendo la indicada arquitectura diodos de derivación para derivar cada una o varias células del módulo si una célula falla, caracterizándose el mencionado procedimiento por que para al menos un módulo fotovoltaico, comprende las etapas siguientes:
- Adquisición de varios valores de temperatura para cada célula (Cx) de dicho módulo en el transcurso del tiempo, con el fin de formar para cada célula un perfil de temperatura en función del tiempo,
 - 10 - Determinación de un valor de temperatura de referencia (Tref) de una célula a partir de los valores de temperatura adquiridos,
 - Para un perfil de temperatura de una célula del módulo, en comparación con un valor de temperatura adquirido con el indicado valor de temperatura de referencia con el fin de determinar una diferencia de temperatura,
 - 15 - Determinación del estado de funcionamiento de cada célula comparando dicha diferencia de temperatura determinada con un valor umbral (Vs) almacenado.
- 2.** Procedimiento según la reivindicación 1, caracterizado por que la etapa de determinación del estado de funcionamiento de la célula comprende una etapa de determinación del tipo de fallo comparando varios perfiles de temperatura almacenados, que corresponden cada uno a un tipo de fallo determinado.
- 20 **3.** Procedimiento según la reivindicación 2, caracterizado por que comprende una etapa de determinación de un modelo predictivo de aparición de fallo cuando se detecta un fallo en una o varias células (Cx) del módulo de forma repetitiva con el transcurso del tiempo.
- 4.** Procedimiento según la reivindicación 1, caracterizado por que comprende una etapa de determinación de las pérdidas de potencia del módulo en función del tiempo.
- 25 **5.** Procedimiento según una de las reivindicaciones 1 a 3, caracterizado por que comprende una etapa de determinación de las pérdidas de potencia de cada cadena (Ch1, Ch2) de la arquitectura fotovoltaica en función del tiempo.
- 30 **6.** Procedimiento según la reivindicación 1, caracterizado por que comprende, para cada diodo de contorneado del módulo, una etapa de adquisición de valores de temperatura del diodo de derivación con el fin de formar un perfil de temperatura en función del tiempo.
- 7.** Procedimiento según la reivindicación 6, caracterizado por que comprende una etapa de determinación de un valor de temperatura de referencia (Tref2) a partir de los valores de temperatura adquiridos para los diodos de derivación del módulo.
- 8.** Procedimiento según la reivindicación 7, caracterizado por que comprende:
- 35 - Una etapa de comparación de un valor de temperatura adquirido para un diodo de derivación con el indicado valor de temperatura de referencia (Tref2) con el fin de determinar una diferencia de temperatura,
 - Una etapa de determinación del estado de funcionamiento del diodo de derivación por comparación de dicha diferencia de temperatura determinada con un valor umbral (Vs2) almacenado.
- 40 **9.** Procedimiento según la reivindicación 6, caracterizado por que comprende una etapa de determinación de las pérdidas de potencia de cada cadena de la arquitectura fotovoltaica en función del tiempo.
- 10.** Procedimiento según la reivindicación 6, caracterizado por que comprende una etapa de determinación de un valor de corriente (Idiodo) derivado por un diodo de derivación en un instante dado a partir de las características eléctricas del mencionado diodo y de la potencia térmica liberada por el diodo, siendo la mencionada potencia térmica liberada función del valor de temperatura del diodo en el mencionado instante, del valor de la temperatura ambiente en dicho instante y de la resistencia térmica del diodo.
- 45 **11.** Procedimiento según la reivindicación 10, caracterizado por que comprende una etapa de control del estado de funcionamiento de un diodo de derivación en función de su temperatura y de la corriente que lo atraviesa en el transcurso del tiempo.
- 50 **12.** Sistema de control y de diagnóstico de una arquitectura fotovoltaica, comprendiendo la indicada arquitectura varias cadenas (Ch1, Ch2) de módulos fotovoltaicos (Mi) conectadas en paralelo, comprendiendo cada cadena de módulos fotovoltaicos varios módulos fotovoltaicos conectados en serie, incluyendo cada módulo fotovoltaico varias

células fotovoltaicas (Cx) conectadas en serie, comprendiendo la mencionada arquitectura diodos de derivación para derivar cada una o varias células del módulo si fallase una célula, estando el sistema caracterizado por que comprende:

- 5 - Un módulo de adquisición de varios valores de temperatura para cada célula (Cx) de dicho módulo con el transcurso del tiempo, con el fin de formar para cada célula un perfil de temperatura en función del tiempo,
- Un módulo de determinación de un valor de temperatura de referencia (Tref) de una célula a partir de los valores de temperatura adquiridos,
- 10 - Para un perfil de temperatura de una célula del módulo, un módulo de comparación de un valor de temperatura adquirido con el indicado valor de temperatura de referencia con el fin de determinar una diferencia de temperatura,
- Un módulo de determinación del estado de funcionamiento de cada célula en comparación con dicha diferencia de temperatura determinada con un valor umbral almacenado.

13. Sistema según la reivindicación 12, caracterizado por que el módulo de determinación del estado de funcionamiento de la célula comprende un módulo de determinación del tipo de fallo por comparación con varios perfiles de temperatura almacenados, correspondiendo cada uno a un tipo de fallo determinado.

14. Sistema según la reivindicación 12 o 13, caracterizado por que comprende un módulo de determinación de un modelo predictivo de aparición de fallo cuando un fallo en una o varias células del módulo es detectado de forma repetitiva en el transcurso del tiempo.

15. Sistema según la reivindicación 12, caracterizado por que comprende un módulo de determinación de las pérdidas de potencia del módulo en función del tiempo.

16. Sistema según una de las reivindicaciones 12 a 15, caracterizado por que comprende un módulo de determinación de las pérdidas de potencia de cada cadena de la arquitectura fotovoltaica en función del tiempo.

17. Sistema según la reivindicación 12, caracterizado por que comprende, para cada diodo de derivación del módulo, un módulo de adquisición de valores de temperatura del diodo de derivación con el fin de formar un perfil de temperatura en función del tiempo.

18. Sistema según la reivindicación 17, caracterizado por que comprende un módulo de determinación de un valor de temperatura de referencia (Tref2) a partir de los valores de temperatura adquiridos para los diodos de derivación del módulo.

19. Sistema según la reivindicación 17, caracterizado por que comprende:

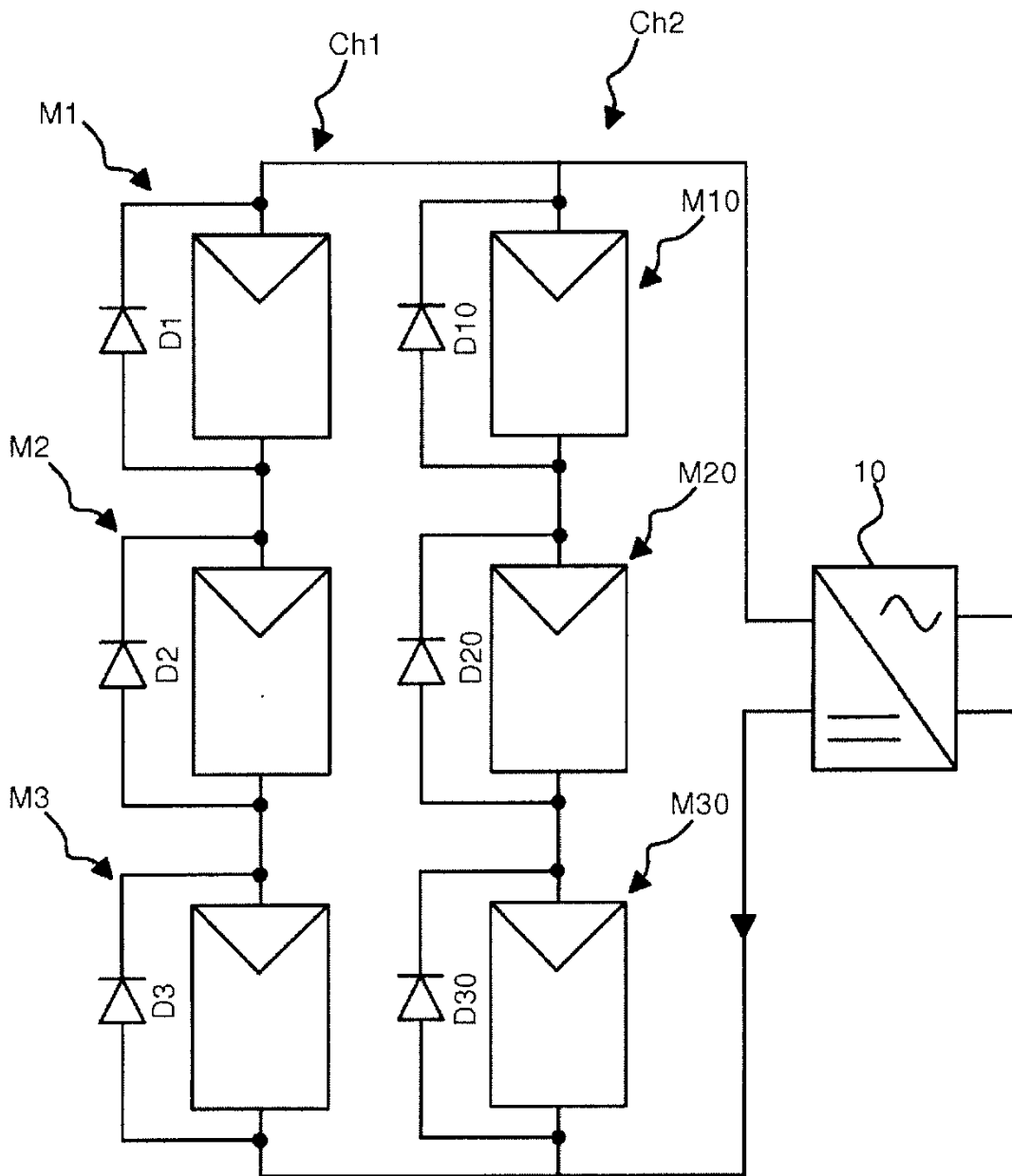
- 30 - Un módulo de comparación de un valor de temperatura adquirido para un diodo de derivación con el indicado valor de temperatura de referencia con el fin de determinar una diferencia de temperatura,
- Un módulo de determinación del estado de funcionamiento del diodo de derivación por comparación de dicha diferencia de temperatura determinada con un valor umbral almacenado.

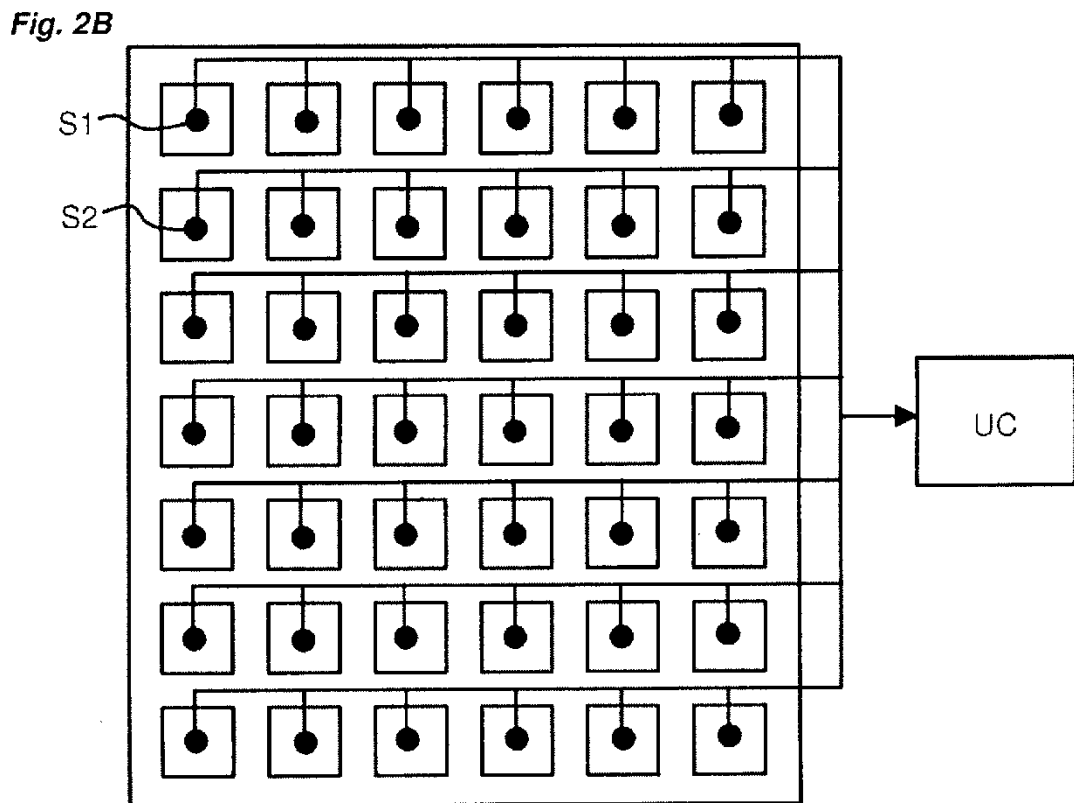
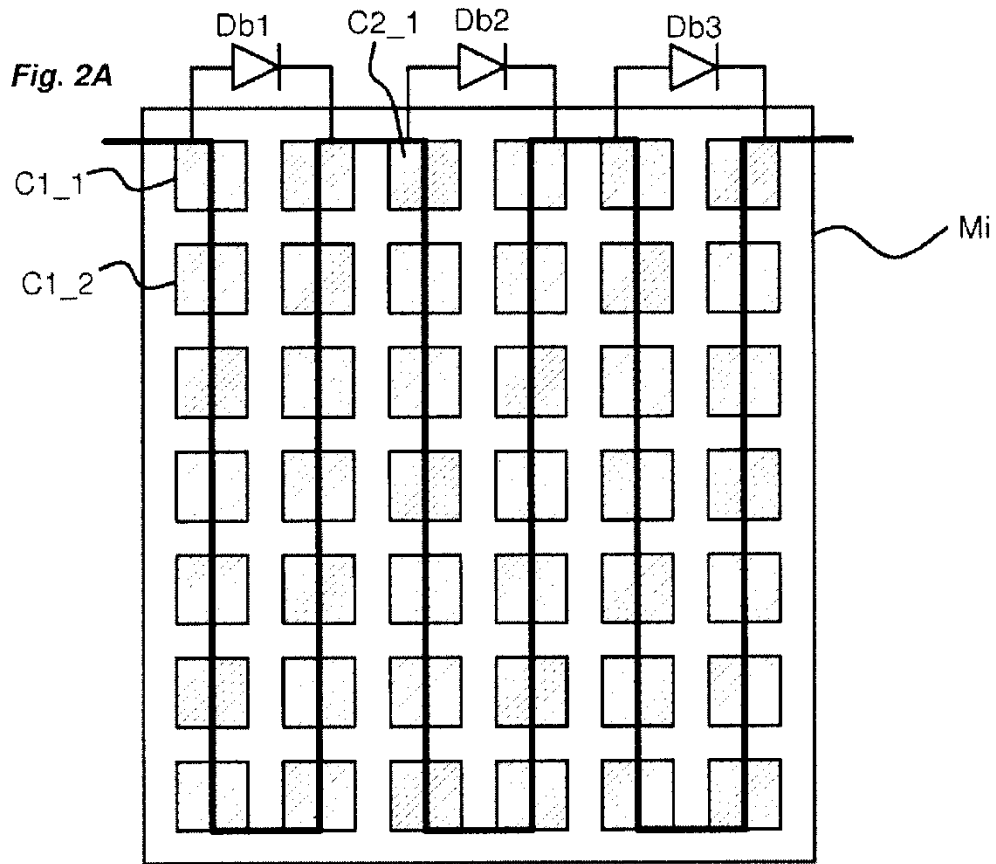
20. Sistema según la reivindicación 17, caracterizado por que comprende un módulo de determinación de las pérdidas de potencia de cada cadena de la arquitectura fotovoltaica en función del tiempo.

21. Sistema según la reivindicación 17, caracterizado por que comprende un módulo de determinación de un valor de corriente de derivación por un diodo de derivación en un instante dado a partir de las características eléctricas del indicado diodo y de la potencia térmica liberada por el diodo, siendo la indicada potencia térmica liberada función del valor de temperatura del diodo en el indicado instante, del valor de la temperatura ambiente en dicho instante y de la resistencia térmica del diodo.

22. Sistema según la reivindicación 21, caracterizado por que comprende un módulo de control del estado de funcionamiento de un diodo de derivación en función de su temperatura y de la corriente que lo atraviesa en el transcurso del tiempo.

Fig. 1





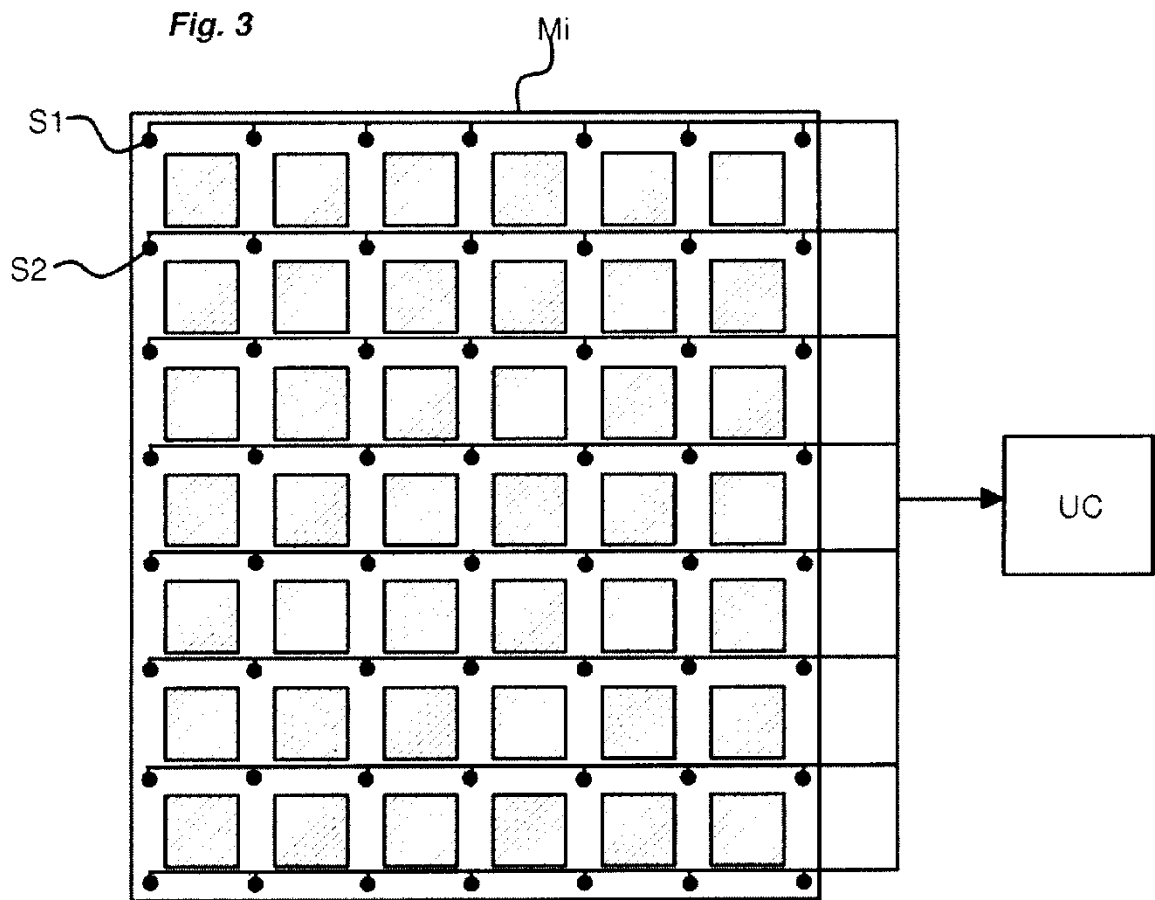


Fig. 4

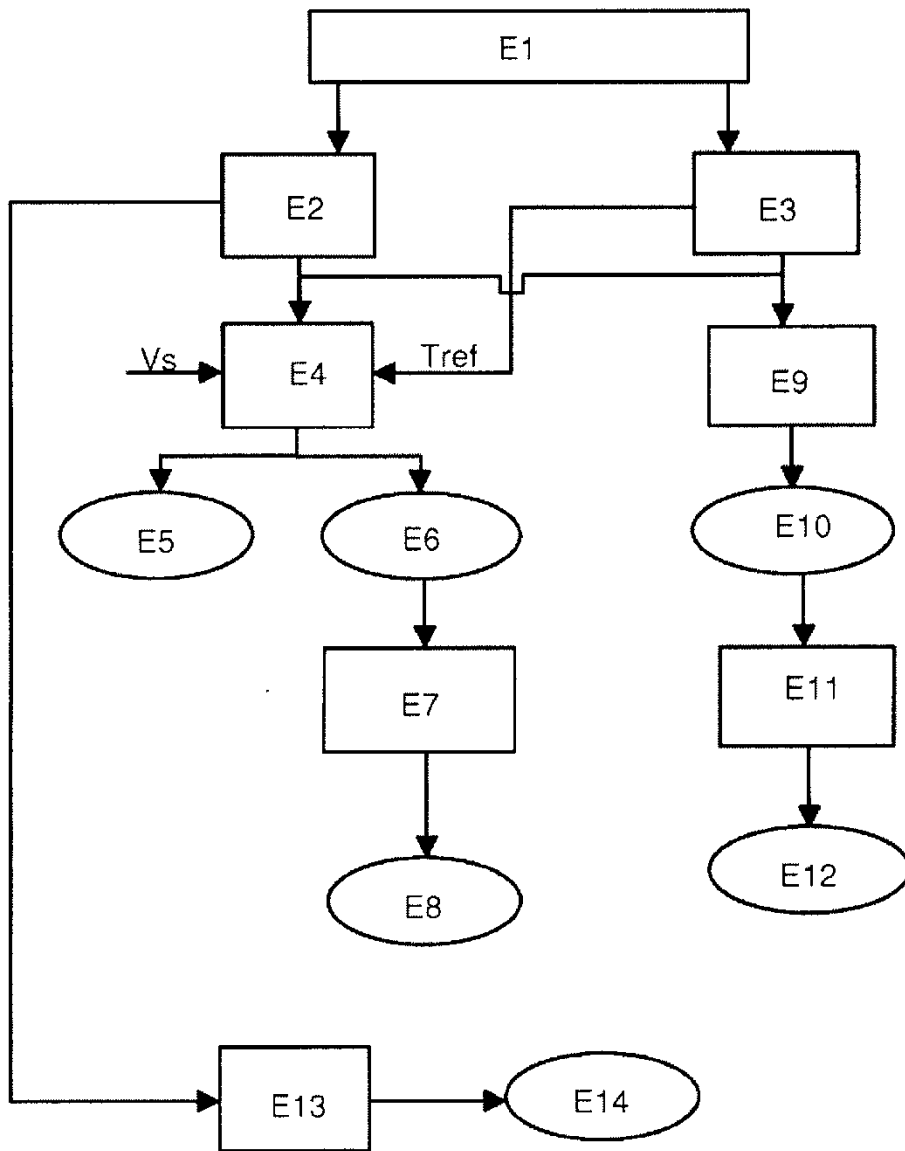


Fig. 5

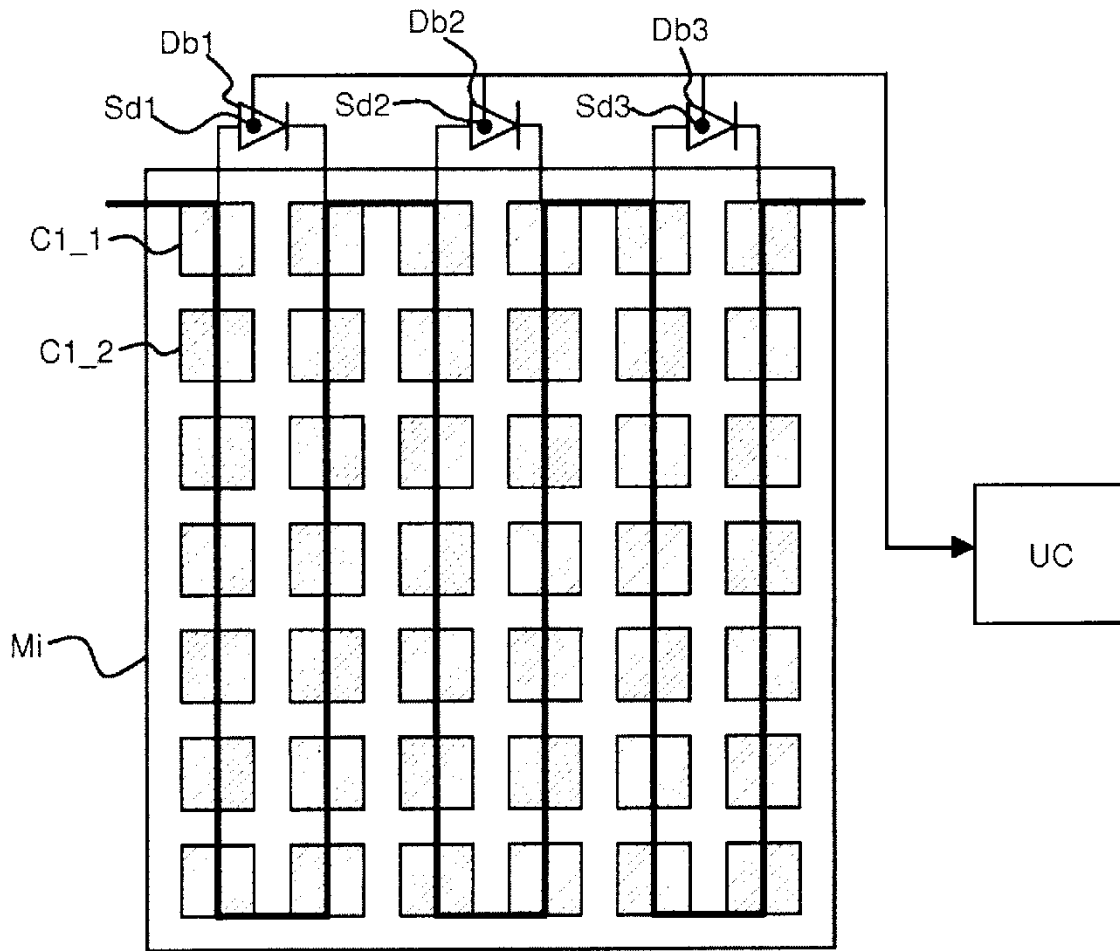


Fig. 6

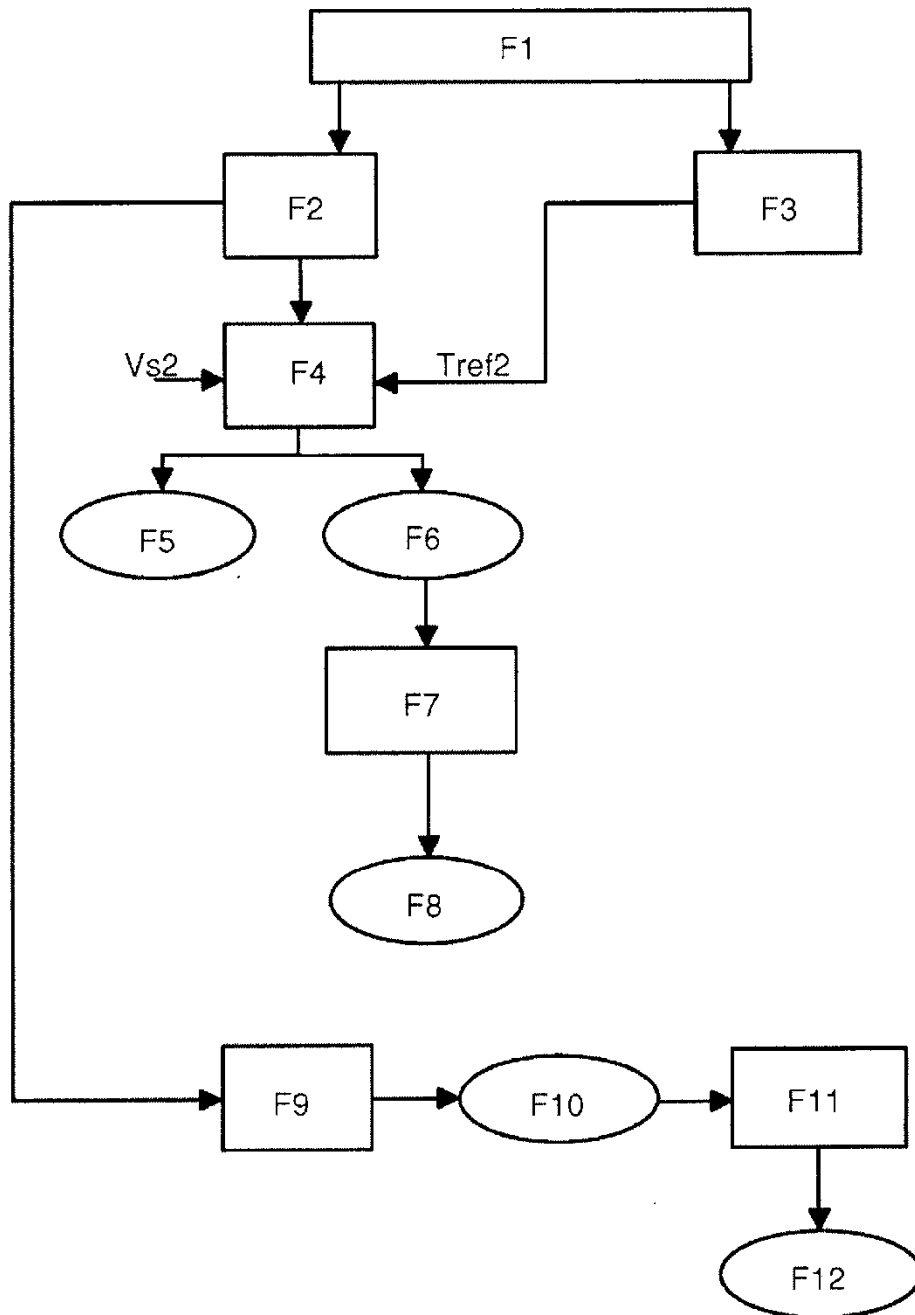


Fig. 7A

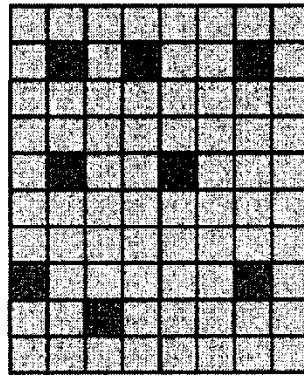


Fig. 7B

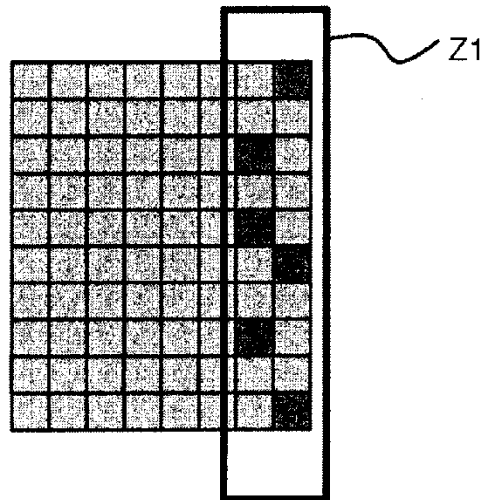


Fig. 7C

