

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 901 686**

51 Int. Cl.:

H02S 50/00 (2014.01)

H02S 50/10 (2014.01)

H02S 50/15 (2014.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **17.05.2018** **PCT/ES2018/070362**

87 Fecha y número de publicación internacional: **22.11.2018** **WO18211163**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **17.05.2018** **E 18765151 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **15.09.2021** **EP 3627695**

54 Título: **Método de optimización de la repotenciación de plantas solares fotovoltaicas mediante mantenimiento predictivo y preventivo inteligente**

30 Prioridad:

19.05.2017 ES 201730710

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
23.03.2022

73 Titular/es:

CALO LÓPEZ, ANTONIO (50.0%)

Pº de las Delicias 1

41001 Sevilla, ES y

DE VICENTE SUSO, CRISTINA (50.0%)

72 Inventor/es:

RORIGUEZ SAN SEGUNDO, HUGO JOSÉ

74 Agente/Representante:

PONS ARIÑO, Ángel

ES 2 901 686 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

Método de optimización de la repotenciación de plantas solares fotovoltaicas mediante mantenimiento predictivo y preventivo inteligente

Sector de la técnica

La invención se encuadra en el sector técnico de energías renovables, más concretamente en el relativo a la energía solar fotovoltaica. Dentro de este sector, se encuadra en su segmento de operación y mantenimiento. El documento EP 136090A1 es estado de la técnica relacionado.

Estado de la técnica

El 90 % del mercado solar fotovoltaico mundial se basa en la tecnología denominada "cristalina". Estos módulos solares están compuestos de células solares de silicio cristalino, tanto monocristalino como multicristalino, unidas unas a otras mediante conexión eléctrica, generalmente en serie. A su vez, en una planta solar los módulos se unen unos a otros en serie hasta una determinada cifra, que depende del voltaje e intensidad que se desean obtener, formando ramas. Cada una de estas ramas en serie se conecta en serie o paralelo a otras, hasta conformar la planta solar fotovoltaica completa.

A nivel mundial, y según los últimos informes, como por ejemplo el que emite anualmente la Agencia Internacional de la Energía, hay en 2017 más de 300 gigavatios pico (GWp) de potencia fotovoltaica instalada. El 60% de ella son grandes plantas mayores de un megavatio pico (MWp) de potencia.

La rentabilidad de estas plantas es especialmente sensible a fallos en los módulos solares, puesto que se basan cada vez más en competitividad en precios y por tanto en márgenes más exigüos. Desde hace tiempo, se conocen bastante bien los principales fallos que se dan en los módulos solares, tanto a nivel de una sola célula como a nivel de módulo. Uno de los últimos informes que actualizan los potenciales fallos de los módulos y células solares es el realizado por el Programa de Sistemas Fotovoltaicos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA-PVPS, por sus siglas en inglés), titulado "Revisión de Fallos de Módulos Fotovoltaicos", de marzo de 2014. Este informe detalla que aproximadamente un 2% del total de módulos existente fallará a partir de los 10-12 años de vida, y antes de finalizar su vida útil. La principal consecuencia de cualquiera de estos fallos es que, al estar varias células y varios módulos conectados eléctricamente en serie, el fallo de una sola célula o de un solo módulo puede "apagar" toda la serie y provocar una pérdida más o menos importante de rendimiento. Estos fallos son generalmente eléctricos y se deben a diversas causas, la mayoría de las cuales pueden detectarse por el mayor aumento de temperatura de las zonas afectadas mediante técnicas termográficas por emisión en infrarrojo (IR), o por la menor conductividad eléctrica de las zonas afectadas, medida por emisión de electroluminiscencia (EL).

El mantenimiento preventivo que mayoritariamente se ha venido realizando, sin embargo, ha ido más encaminado a evitar acumulación de suciedad, o a revisar las conexiones eléctricas finales en el inversor AC/DC, conservación del cableado, etc., que a detectar fallos dentro de los módulos o en las células solares. La introducción de técnicas IR y EL, que permiten la detección temprana y por tanto un mantenimiento predictivo inteligente, se ha comenzado a popularizar sólo muy recientemente con el auge de los vehículos aéreos no tripulados o drones, que permiten una velocidad de inspección rentable. Hasta la introducción de drones, la inspección se realizaba a nivel de suelo y era intensiva en consumo de tiempo y recursos, y por tanto inviable de introducir en un plan de mantenimiento estándar. El auge de dichas técnicas viene acompañado de un aumento de solicitudes de patente dedicadas a métodos de inspección de plantas fotovoltaicas preferiblemente con drones, tanto con IR (por ejemplo las patentes KR20150022121 y KR20150022119), como con EL (patentes CN104883128, CN204392177 y CN103595351), como con ambas (patente US20150229269). Además, se ha introducido su uso en mantenimiento, por ejemplo, en las últimas recomendaciones del informe del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de EE.UU. (NREL, por sus siglas en inglés), titulado "Mejores Prácticas en Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos", cuya segunda y hasta la fecha última edición es de diciembre de 2016. E incluso se está realizando ahora mismo una norma específica para la medida IR en plantas solares: en marzo de 2017 se realizó la hasta el momento última votación sobre la primera edición del estándar internacional IEC 64426-3 TS, titulado "Sistemas Fotovoltaicos – Requisitos para el ensayo, la documentación y el mantenimiento – Parte 3: Termografía infrarroja exterior de módulos y plantas fotovoltaicos", que en su versión actual, todavía no aprobada, sugiere (no obliga) una inspección termográfica cada 4 años máximo, o inspecciones más frecuentes si se dan circunstancias que prevean potenciales fallos o riesgo de incendio como en grandes instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta. Todos estos documentos están sentando las bases de un mantenimiento predictivo inteligente para la detección temprana de fallos en módulos, y veremos aún mejoras en los próximos años.

El fin último de este mantenimiento predictivo es detectar aquellos módulos defectuosos a tiempo. Sin embargo, a día de hoy no existe un método claro de qué hacer exactamente con estos módulos, cómo gestionar su sustitución, reparación o simplemente si es más conveniente dejarlos estar.

Por otro lado, todo este desarrollo no se explota a su máximo potencial, que puede llegar a la repotenciación de las plantas solares. Cuando hoy en día se piensa en repotenciar plantas solares para obtener mayor rendimiento, se suele referir a sustituir la totalidad de los módulos antiguos, menos potentes, por módulos nuevos más potentes, aprovechando la infraestructura existente. Esta consideración suele realizarse solamente en caso de fallo general de la planta, o, más común, al final de la vida útil de la misma. Hasta donde llega el conocimiento de los autores, no se ha planteado ningún método de repotenciación más optimizado, y en ningún caso teniendo en cuenta los datos obtenidos con el mantenimiento de las plantas.

La presente invención propone un método para realizar una repotenciación optimizada de manera continua a lo largo de la vida útil de una planta solar utilizando los nuevos métodos rentables de mantenimiento preventivo y predictivo inteligente, de manera que se utilice el conocimiento de los módulos que fallan para, mediante su óptima gestión, constantemente reorganizar la planta solar con el objetivo último de generar en todo momento la mayor producción de electricidad. Y con ello asegurar la mayor rentabilidad posible de la inversión.

Explicación de la invención

La presente invención es un método para optimizar la repotenciación de una planta solar fotovoltaica aprovechando el mantenimiento preventivo y predictivo inteligente basado en la detección de fallos de módulos mediante termografía (IR) y electroluminiscencia (EL) aéreas.

Dicho método de repotenciación optimizado se diferencia con respecto a la repotenciación normal realizada a día de hoy en varios puntos:

- No se realiza en un determinado punto en el tiempo, por ejemplo al final de la vida útil de la planta, sino que se realiza de manera continua.
- No sustituye indiscriminadamente todos los módulos, incluidos aquellos que siguen funcionando y dando su máxima potencia, sino que se focaliza solamente en aquéllos que comienzan a fallar, se prevea su fallo en un plazo corto de tiempo, o fallan completamente.
- Por tanto, rentabiliza al máximo la inversión inicial de los módulos que siguen funcionando, puesto que seguirán perteneciendo a la planta hasta obtener todo su rendimiento (hasta el final de su vida útil o hasta que fallen).
- Y también minimiza la inversión en repotenciación, que se va haciendo gradualmente y solamente en aquellas zonas de la planta que presentan peores rendimientos.

Para poder realizar esta optimización de la potenciación, se debe tener en cuenta que no todos los fallos de módulo conducen al mismo desenlace. Dependiendo del tipo de fallo, este puede ser:

- a.) Irreversible, debiendo sustituir el módulo por uno nuevo, que, por el avance imparable de la tecnología, será siempre de mayor potencia.
- b.) Reversible, pudiendo reparar el módulo consiguiendo restaurar la misma potencia.
- c.) Parcialmente utilizable, por ejemplo en módulos en los que una rama deja de funcionar pero no afecta al funcionamiento total del módulo ni pone en riesgo la operación de la planta, obteniéndose un producto aún útil pero de menor potencia.

También se ha de tener en consideración que para que el funcionamiento de una planta solar sea óptimo, se deben juntar en las ramas conectadas en serie todos los módulos de muy parecida potencia (con variaciones de potencia entre ellos de desviación estándar $\pm 5\%$), y estas ramas, a su vez, en paralelo con otras de potencias distintas, preferiblemente incluso a un inversor separado, si se pudiera.

Con ello, el método de la presente invención consiste en los siguientes pasos:

1. Realizar una inspección de la planta, por ejemplo mediante termografía y/o electroluminiscencia aérea.
2. Analizar los datos de la inspección.
3. Detectar los módulos que presentan fallos según las categorías A, B y C anteriores.
4. Sustituir los módulos que caen dentro de la categoría A por otros nuevos, que tendrán mayor potencia.
5. Reparar los módulos que caen dentro de la categoría B, recuperando su potencia original.
6. Agrupar los módulos A, B y C por potencia, y recolocarlos de modo que cada rama en serie contenga módulos con potencias muy similares, con una desviación estándar máxima de $\pm 5\%$. Si no fuera rentable continuar con los módulos C de menor potencia, estos se destinarían a otros usos fuera de la planta (por ejemplo, venderlos para otros usuarios, obteniendo otro rédito), y se sustituirían por otros nuevos de mayor potencia, que se agruparían correspondientemente.
7. Repetir el proceso con la frecuencia estipulada, por ejemplo anualmente aprovechando las inspecciones regulares de mantenimiento inteligente, de forma que se realice la optimización continua de la planta solar.

Descripción de los dibujos

La Figura 1 muestra los módulos de una planta solar a los que se ha realizado una inspección, en la que se ha detectado un determinado número de módulos con fallo tipo A (irreversible), otro número de módulos con fallo tipo B (reversible), y otra cantidad de módulos con fallo tipo C (parcialmente utilizable), todos ellos distribuidos aleatoriamente a lo largo de la planta solar. Los recuadros (1) muestran varias ramas de módulos dentro de la planta, en las que los módulos que las componen están conectados en serie.

La Figura 2 muestra los módulos de una planta solar después de optimizar la repotenciación. En ella, los módulos que han fallado según un fallo tipo A se han sustituido por otros nuevos de mayor potencia, y se alinean en una misma rama (1) en serie, separada de las demás por conexión en paralelo. Los módulos que han fallado según un fallo tipo B han sido recuperados y colocados de vuelta en su sitio original, ya que han recuperado su potencia original y no afectan a la rama en la que estaban insertados. Y los módulos C han sido reagrupados dentro de una misma rama (1) en serie, separada de los demás por conexión en paralelo.

Modos de realización de la invención

En un modo de realización posible, pero no exclusivo, se tiene una planta solar fotovoltaica sobre suelo de 10 MWp, formada por 40.000 módulos de 250 Wp cada uno, distribuidos en 1.000 ramas de 40 módulos en serie.

Aprovechando una inspección termográfica aérea realizada como parte del mantenimiento predictivo y preventivo inteligente anual, se han detectado los siguientes módulos defectuosos:

- 400 módulos de fallo tipo A (irreversible).
- 240 módulos de fallo tipo B (reversible).
- 160 módulos de fallo tipo C, de los que 80 pierden la mitad de su potencia (quedándose en 125 Wp) y los otros 80 pierden un quinto de su potencia (quedándose en 200 Wp).

Con el método de repotenciación en este modo de realización, los 400 módulos de fallo tipo A se sustituyen por módulos de nueva generación, que tienen 300 Wp cada uno, y se agrupan en 10 ramas de 40 módulos en serie cada una.

Los 240 módulos de fallo tipo B se recuperan, volviendo a tener su potencia original y se colocan en el mismo sitio que ocupaban antes de la inspección.

Los 160 módulos de fallo tipo C se reagrupan y se distribuyen en cuatro ramas, dos con 40 módulos cada una de nueva potencia 125 Wp, y otras dos con 40 módulos cada una de nueva potencia 200 Wp.

De esta manera, la planta solar continúa funcionando en su punto óptimo y se ha conseguido repotenciar desde 10 MWp (de potencia nominal, aunque en realidad sería menor, pues había 800 módulos solares en mal estado) hasta 10,006 MWp.

En otra configuración posible, pero no exclusiva, con el mismo número y distribución por tipos de módulos defectuosos, los módulos con fallos tipo A y B siguen el mismo procedimiento, mientras que los 160 módulos con fallo tipo C se revenden al exterior, sustituyéndose en esta planta por nuevos módulos de 300 Wp de potencia cada uno, y distribuidos en cuatro ramas (1) de 40 módulos en serie cada una. La repotenciación conseguida sube así a 10,028 MWp.

REIVINDICACIONES

1. Método de optimización de la repotenciación de plantas solares fotovoltaicas mediante mantenimiento predictivo y preventivo inteligente caracterizado por que
- 5 a. en un primer paso se realiza una inspección aérea por termografía infrarroja y/o electroluminiscencia para detectar los módulos defectuosos;
- b. durante el análisis de los resultados de dicha inspección se seleccionan los módulos defectuosos por cada uno de los tres tipos de fallo siguientes: A – irreversibles, B – reversibles y C – parcialmente utilizables;
- 10 c. se sustituyen los módulos con fallo tipo A por módulos nuevos, de mayor potencia, que se agrupan dentro de ramas (1) en las que están conectados en serie y tienen potencias con una desviación estándar menor de $\pm 5\%$ entre sí;
- d. se reparan los módulos con fallo tipo B, recuperando su potencia original, y una vez reparados se devuelven a su ubicación original dentro de la planta.
- 15 e. los módulos con fallo tipo C o bien se reagrupan según su nueva potencia (siempre inferior) en grupos dentro de ramas (1) en las que están conectados en serie y tienen potencias con una desviación estándar menor de $\pm 5\%$ entre sí, o bien se destinan a otras plantas y se sustituyen por módulos nuevos, de mayor potencia, que se agrupan dentro de ramas (1) en las que están conectados en serie y tienen potencias con una desviación estándar menor de $\pm 5\%$ entre sí.
- 20

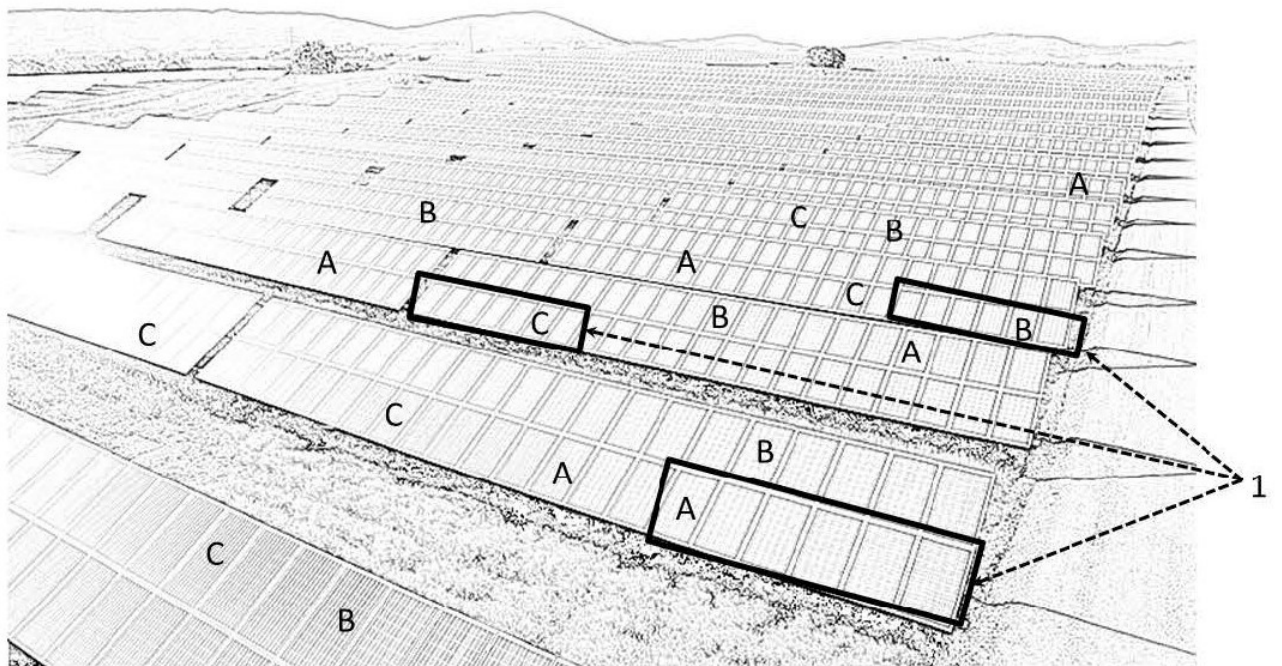


FIG 1

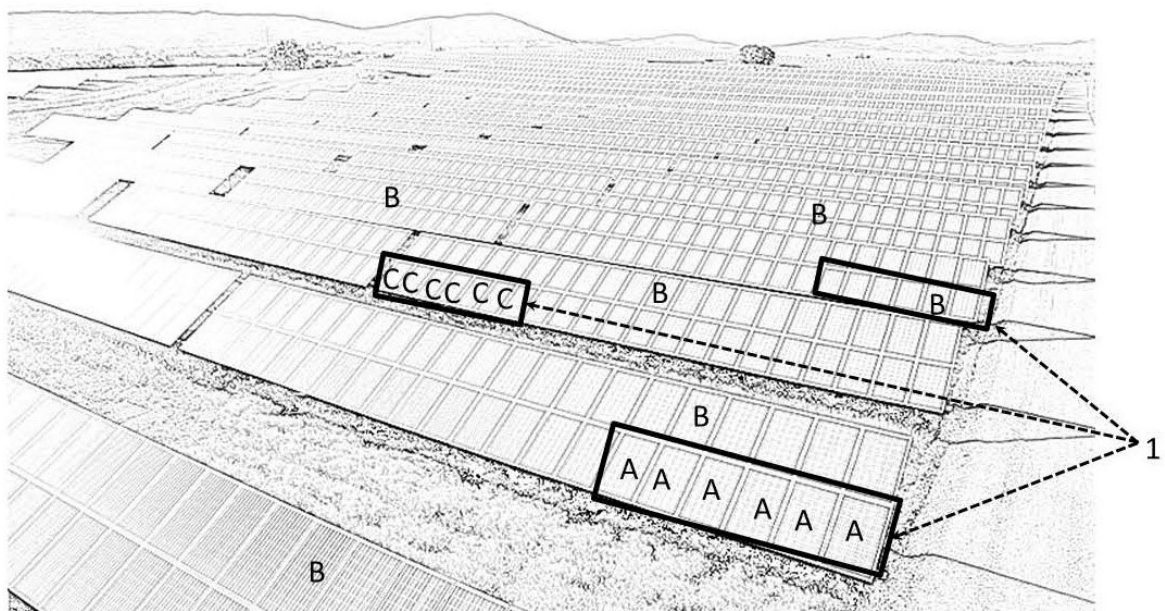


FIG 2