

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 823 125**

51 Int. Cl.:

H02S 50/00 (2014.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **10.05.2017 PCT/IB2017/052735**

87 Fecha y número de publicación internacional: **16.11.2017 WO17195132**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **10.05.2017 E 17734458 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **15.07.2020 EP 3455935**

54 Título: **Método para monitorizar el estado de eficiencia de un sistema fotovoltaico**

30 Prioridad:

11.05.2016 IT UA20163338

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

06.05.2021

73 Titular/es:

**ESAPRO S.R.L. (100.0%)
Via Cappello 12/A
35010 San Pietro in Gu (PD), IT**

72 Inventor/es:

**CECCHIN, ALESSANDRO y
GOSMIN, MANUEL**

74 Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 2 823 125 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 para monitorizar el estado de eficiencia de un sistema fotovoltaico

La invención se refiere a un método para monitorizar el estado de eficiencia de un sistema fotovoltaico.

5 Se sabe que los módulos fotovoltaicos que forman centrales fotovoltaicas para la producción de energía eléctrica están sujetos a caída de eficiencia debido a diversos factores. Los documentos EP2 399 177A y DE 10 2014 107417 B son documentos de la técnica anterior estrechamente relacionados.

Una de las causas de la caída de la eficiencia se debe al deterioro espontáneo de los módulos que se produce de forma progresiva en el tiempo y se debe, por ejemplo, a la mala calidad de los materiales utilizados, al mal mantenimiento o a un montaje erróneo.

10 Otro tipo de causas en cambio radica directamente en el estado de los módulos que pueden presentar roturas, grietas y fisuras que interrumpen el flujo correcto de los electrones y provocan la disminución de la eficiencia de los módulos y, por tanto, del sistema en su conjunto.

15 Asimismo, las diferentes condiciones de humedad del entorno en el que se instalan los módulos implican una variación de la eficiencia del sistema que es especialmente sensible en el caso de que los módulos también presenten las grietas, roturas y fisuras antes mencionadas, dado que la penetración de humedad en los módulos dificulta aún más el flujo electrónico.

Así, queda clara la necesidad de proporcionar un instrumento válido capaz de habilitar sistemas de monitorización y monitorizar constantemente la eficacia de los mismos, para poder programar posibles intervenciones de mantenimiento.

20 Actualmente se conoce un método de monitorización que utiliza un indicador llamado Relación de Rendimiento **PR** definido por la relación entre la energía **E** producida por el sistema en un intervalo de tiempo y la Producibilidad de Energía en el mismo intervalo de tiempo, donde la producibilidad es proporcionada por la potencia nominal **Pnom** del sistema multiplicado por la radiación solar **G** registrada en el intervalo de tiempo antes mencionado y dividido por el valor de radiación en condiciones estándar **Rstc** según la siguiente relación:

$$25 \quad PR = E / P_{nom} \cdot G / R_{stc}$$

Este indicador tiene el límite de no considerar el impacto de la temperatura en el sistema que, como es conocido, hace que la eficiencia de los módulos disminuya a medida que aumenta.

Otro método de monitorización conocido mejora el establecimiento de la Relación de Rendimiento **PR** corrigiendo su valor según el valor de temperatura que se mide en la parte trasera de un módulo del sistema.

30 El límite de este método radica en el hecho de que la medición de temperatura llevada a cabo en un solo módulo podría ser insignificante y proporcionar resultados poco fiables de la Relación de Rendimiento **PR** considerando que un sistema estándar con una potencia nominal de 1MW comprende 4500 módulos.

35 Además, dado que la elección del módulo en el que se va a realizar la medición es aleatoria, si la sonda de medición de temperatura se colocara inadvertidamente en un módulo defectuoso, el valor medido sería definitivamente erróneo y, por lo tanto, implicaría el establecimiento de una Relación de Rendimiento **PR** definitivamente errónea.

Por lo tanto, estos métodos no consideran suficientemente los diferentes parámetros ambientales de las áreas donde se instalan los sistemas y, por lo tanto, tienen la limitación adicional de que no permiten la comparación mutua de sistemas instalados en áreas geográficas sujetas a diferentes climas.

40 Además de esto, los métodos conocidos no son capaces de indicar el tipo de averías potenciales presentes en los módulos que forman el sistema.

El objetivo de la presente invención es superar los límites antes mencionados.

En particular, un objeto de la presente invención es proporcionar un método para establecer un parámetro que indique el rendimiento de un sistema fotovoltaico en un intervalo de tiempo específico, de acuerdo con las características nominales del sistema y las condiciones ambientales del lugar donde se encuentra instalado.

45 Otro objeto radica en que el método de la invención prevé organizar, en un plano cartesiano, una pluralidad de valores de los parámetros de rendimiento obtenidos durante un período prolongado de lectura, para obtener un gráfico que represente la variación de rendimiento del sistema durante el período de lectura.

50 Un objeto adicional radica en que el método de la invención permite obtener los gráficos antes mencionados con un perfil configurado de manera diferente en función de la presencia o ausencia de averías en los módulos que forman el sistema.

Los objetos antes mencionados se consiguen mediante un método para monitorizar el estado de eficiencia de sistemas fotovoltaicos según la reivindicación principal a la que se hace referencia.

Las reivindicaciones dependientes describen otras características del método de la invención.

5 De manera ventajosa, mediante la interpretación de los perfiles de los gráficos que se obtienen es posible establecer si los módulos del sistema fotovoltaico revelan averías y el tipo de dichas posibles averías.

Además, ventajosamente, el análisis del perfil de los gráficos de sistemas mutuamente diferentes, obtenidos en los mismos periodos de tiempo, permite compararlos mutuamente, aunque estén instalados en áreas climáticamente diferentes. Los objetos y ventajas mencionados se logran mediante un método de acuerdo con la invención que se describe en la presente memoria con referencia a los dibujos adjuntos en los que:

10 • Las figuras 1 a 3 muestran diferentes gráficos de la variación en el tiempo del parámetro de rendimiento que se define para los módulos de un sistema fotovoltaico mediante el método de la invención.

El método de la invención obtiene la monitorización del estado de eficiencia de un sistema fotovoltaico definiendo un parámetro que se indica como el nombre de Relación de Rendimiento del sistema **CPRh** que se lee en un intervalo de tiempo preestablecido y durante un período de tiempo prolongado.

15 Esto permite dibujar, en un plano cartesiano, el gráfico sobre el deterioro del rendimiento del sistema a lo largo del tiempo.

20 El método comprende una pluralidad de operaciones que proporcionan como operación preliminar la medición del valor de la radiación **R** medido en Vatios/m², de la temperatura ambiente **Ta** medida en °C del lugar donde está instalado el sistema fotovoltaico y del valor de la potencia **P** medido en Vatios y producido por el sistema, llevando a cabo una pluralidad de lecturas instantáneas durante un período de lectura **I** que preferiblemente, pero no necesariamente, corresponde a al menos un año de calendario.

La elección de un período de lectura de al menos un año permite medir el valor de la radiación **R**, de la temperatura ambiente **Ta** y de la potencia producida **P** y controlar las variaciones estacionales de dichos valores para permitir verificar las diferencias entre la estación de verano, la estación de invierno y las estaciones intermedias.

25 En particular en lo que respecta a las mediciones, la radiación **R** se mide por medio de un piranómetro y la potencia producida **P** por el sistema se mide mediante un vatímetro con lecturas instantáneas llevadas a cabo cada minuto. En cuanto a la temperatura ambiente **Ta** en cambio, se mide mediante un termómetro con lecturas instantáneas llevadas a cabo cada 5 minutos.

Tales frecuencias de lectura también pueden ser diferentes de las indicadas.

30 Según la invención, el método prevé una operación de definición posterior, durante el período de lectura antes mencionado **I**, de una pluralidad de intervalos de tiempo **i**, cada uno de los cuales tiene una duración que es preferiblemente, pero no necesariamente:

$$10' \leq i \leq 180'$$

35 Dentro de tales valores, el intervalo de tiempo **i** preferiblemente preseleccionado es 60', siendo posible la selección de diferentes intervalos de tiempo.

Por tanto, el método prevé una operación de refinando los valores instantáneos de radiación **R** medidos previamente, temperatura ambiente **Ta** y potencia **P** producida, que prevé la exclusión del primer y último percentil 10 de los valores instantáneos leídos antes mencionados, antes de calcular los valores de la radiación media \bar{R} , la temperatura ambiente media \bar{Ta} y la potencia media producida \bar{P} .

40 En particular, el valor de cada uno de los valores medios antes mencionados se obtiene considerando los valores instantáneos de radiación **R**, temperatura ambiente **Ta** y potencia producida **P** que se leyeron previamente durante cada intervalo de tiempo **i**.

45 Además, para cada uno de los intervalos de tiempo **i** antes mencionados se calcula el valor de la radiación **G** generado por la radiación **R** que se define por el valor de la radiación media \bar{R} multiplicado por la duración del intervalo de tiempo **i** según la siguiente relación:

$$G = \bar{R} \times i \text{ (vatios x tiempo/m}^2\text{)}$$

En este punto, el método prevé seleccionar - de entre los intervalos de tiempo **i** - solo aquellos en los que los valores de la radiación **G** son superiores a 200 Wxh/m² y los valores de la desviación estándar σ de los valores de la radiación **R** son inferiores al 10% de la radiación **G** mencionada anteriormente.

5 Preferiblemente, pero no necesariamente, de entre los intervalos de tiempo **i** se seleccionan los intervalos de tiempo, indicados con símbolos **is**, en el que el valor de la radiación **G** asciende a 600 Wxh/m² y el valor de la desviación estándar **σ** de los valores de la radiación **R** ascienden al 5% de dicho valor de la radiación **G**. Esta elección permite definir las condiciones de referencia estándar y evaluar el estado de eficiencia del sistema teniendo en cuenta únicamente las situaciones en las que opera a pleno régimen.

En este punto, la Relación de Rendimiento del sistema **CPRh** antes mencionado en cada uno de los intervalos de tiempo seleccionados se puede calcular utilizando la siguiente relación:

$$\mathbf{CPRh = E/Eesperada}$$

en donde:

- 10
- **E** es el valor de la energía producida por el sistema en el intervalo de tiempo seleccionado **is** definido según la siguiente relación:

$$\mathbf{E = \bar{P} \times is \text{ (W x tiempo)};}$$

- **Eesperada** es el valor de la energía esperada por el sistema en el intervalo de tiempo seleccionado **is**.

15 La Relación de Rendimiento **CPRh** es por tanto un coeficiente adimensional cuyo valor está comprendido entre el valor 0 y el valor 1.

El método de la invención prevé que el valor de la energía esperada por el sistema **Eesperada** se obtiene de la siguiente relación:

$$\mathbf{Eesperada = Pnom. \times G/Rstc \times [1-Ct \times (Tmod. - Tstc)] \times eff.inv. \times Cimp.}$$

en la que los valores que aparecen son:

- 20
- **Pnom.**, que es el valor nominal de la potencia del sistema fotovoltaico;
 - **G**, que es el valor de la radiación calculado en el intervalo de tiempo seleccionado **is**;
 - **Rstc**, que es el valor de la radiación en condiciones estándar;
 - **Tstc**, que es el valor de la temperatura ambiente en condiciones estándar;
 - **eff.inv.**, que es el valor nominal de la eficiencia del inversor al valor medido de la potencia media producida \bar{P} ;
 - 25 • **Ct**, que es el valor nominal del coeficiente de temperatura de los módulos fotovoltaicos que forman el sistema;
 - **Cimp.**, que es el valor de diseño de la caída de tensión constante del sistema y lo proporciona el diseñador del sistema;
 - **Tmod.**, que es el valor de la temperatura media esperada de los módulos que se calcula en cada uno de dichos intervalos de tiempo seleccionados **is** aplicando la siguiente relación:

30

$$\mathbf{Tmod. = \bar{Ta} + G \times (NOCT - A)/B}$$

en donde:

- \bar{Ta} es el valor de la temperatura ambiente media en el intervalo de tiempo seleccionado **is**;
- **G** es el valor de la radiación en el intervalo de tiempo seleccionado **es**;
- 35 • **NOCT** es el valor de la temperatura de funcionamiento en condiciones nominales de los módulos fotovoltaicos que forman el sistema y es proporcionado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos;
- **A** es un primer coeficiente correspondiente al valor de temperatura ambiente asumido para determinar el valor nominal **NOCT** de los módulos fotovoltaicos y es proporcionado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos;
- **B** es un segundo coeficiente correspondiente al valor de radiación asumido para determinar el valor nominal **NOCT** de los módulos fotovoltaicos y es proporcionado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

5 Cabe observar que de entre los términos contenidos en las relaciones que aportan el valor de la energía esperada por el sistema **Eesperada** y la temperatura media esperada de los módulos **Tmod.**, algunos se refieren a parámetros de valor estándar que se suelen asumir para el diseño de sistemas fotovoltaicos, mientras que otros son parámetros específicos y consideran las características físicas y constructivas de los módulos fotovoltaicos y son proporcionados por el fabricante y/o el diseñador.

En particular, los denominados valores de identificación de los módulos fotovoltaicos y del sistema proporcionado por el fabricante tienen en cuenta:

- el valor nominal **Pnom.** de la potencia que el sistema fotovoltaico es capaz de proporcionar;
- 10 • el valor nominal de la eficiencia del inversor **eff.inv.** que se establece mediante gráficos proporcionados por el fabricante del inversor al valor medido de la potencia media producida **P̄**;
- el valor del coeficiente de temperatura de los módulos fotovoltaicos **Ct** que también lo proporciona el fabricante de los módulos fotovoltaicos;
- el valor de la caída de tensión constante del sistema **Cimp.** que se proporciona por el diseñador del sistema;
- 15 • los valores del primer coeficiente **A** y el segundo coeficiente **B** que son proporcionados por el fabricante de los módulos fotovoltaicos y son utilizados por el fabricante para establecer el valor nominal **NOCT** de los módulos fotovoltaicos.

Por otro lado, en cuanto a los denominados parámetros de valor estándar que se suelen asumir, se refieren a:

- el valor de radiación en condiciones estándar **Rstc**;
- el valor de temperatura en condiciones estándar **Tstc**.
- 20 Preferiblemente, pero no necesariamente, el valor de radiación en condiciones estándar **Rstc** se asume en un valor equivalente a 1000 W/m² y el valor de la temperatura en condiciones estándar **Tstc** se asume en un valor equivalente a 25°C.

25 En cuanto a los coeficientes **A** y **B** en cambio, para establecer el valor **NOCT** de los módulos fotovoltaicos, preferiblemente pero no necesariamente el primer coeficiente **A** se asume en un valor equivalente a 20°C, mientras que el segundo coeficiente **B** se asume en un valor equivalente a 800 W/m².

Obviamente, los valores de los parámetros enumerados anteriormente pueden ser diferentes de los valores que fueron preseleccionados en la presente memoria y se pueden variar dependiendo de los requisitos de la ley modificada o de las diferentes elecciones de diseño y/o construcción de los sistemas.

30 En este punto, está claro que los valores de la Relación de Rendimiento **CPRh** que se calculan tienen en cuenta las condiciones ambientales del lugar de instalación del sistema y los datos de cálculo se refinan y se refieren a condiciones estándar óptimas.

Por lo tanto, los valores de la Relación de Rendimiento **CPRh** de los sistemas instalados en diferentes áreas, siempre que se obtengan durante los mismos intervalos de tiempo, se pueden comparar entre sí.

35 Tener la disponibilidad de varios valores de la Relación de Rendimiento **CPRh** calculado, como se explicó anteriormente, durante un período **I** preferiblemente, pero no necesariamente con una duración de al menos un año de calendario, se puede definir un gráfico que ilustre la variación de la Relación de Rendimiento **CPRh** durante el período mencionado **I** y así, sustancialmente, examinar la variación de rendimiento del sistema durante el período de observación.

40 Para tal propósito, el método prevé proporcionar un plano cartesiano con intervalos de tiempo seleccionados **is** en abscisas ordenados uno tras otro en secuencia de tiempo durante todo el período de lectura **I** y los valores de la Relación de Rendimiento **CPRh** en ordenadas.

45 Por lo tanto, en el citado plano cartesiano se marca el gráfico que representa el deterioro del rendimiento del sistema y está formado por una pluralidad de puntos cada uno de los cuales tiene uno de los intervalos de tiempo seleccionados **is** anteriormente mencionados como abscisas y la Relación de Rendimiento **CPRh** relativa al intervalo de tiempo seleccionado **is** antes mencionado como ordenadas.

Esto permite obtener, dependiendo de las condiciones del sistema fotovoltaico en cuestión, gráficos del tipo representado en las figs. 1 a 3, cada uno de los cuales representa un estado de la eficiencia operativa del sistema.

En particular, una tabla de eficiencia indicada con **X1** y representada en la fig. 1 constituida por una línea con inclinación que se enfrenta hacia el eje de abscisas indica un sistema fotovoltaico que revela una caída de eficiencia

lineal que aumenta a medida que la inclinación de la línea **X1** aumenta con respecto a una situación ideal de caída de eficiencia cero representada por la línea horizontal **X0** que tiene una Relación de Rendimiento constante de valor **CPRh = 1**.

5 En cuanto a los valores angulares de inclinación de la línea **X1** mantenidos en unos pocos grados, el deterioro de la eficiencia puede considerarse fisiológico, mientras que en cuanto a valores angulares de inclinación mayores, el deterioro de la eficiencia debe considerarse patológico y debido, por ejemplo, a la mala calidad de los materiales utilizados, o al mal mantenimiento o incluso a defectos de montaje.

10 Si el gráfico de eficiencia toma la forma de la curva **Y** representada en la fig. 2, indica una caída de eficiencia del sistema, debido a la presencia de los módulos denominados "Puntos Calientes", que se deben a la presencia de grietas, fracturas o roturas de los módulos, en las cuales se produce la interrupción del flujo de electrones y por lo tanto se produce una caída de eficiencia de la energía.

Se debe observar que la reducción del valor de **CPRh** se da especialmente en la subsidencia de la curva que, en términos estacionales, corresponde a los meses más calurosos del año en los que se produce, como es sabido, una caída de eficiencia del sistema debido al aumento de la temperatura ambiente.

15 Si el gráfico de eficiencia toma la forma de la curva **Z** representada en la fig. 3, indica una caída de eficiencia del sistema debido a la presencia de la llamada "Pid" (Degradación Potencial Inducida) que se debe a la presencia de microgrietas en los paneles que absorben la humedad y conducen a la caída de eficiencia de los módulos.

20 De hecho, se debe observar que la reducción de eficiencia de los módulos se detecta en los meses más fríos del año cuando la humedad ambiental aumenta y penetra en las microgrietas provocando la caída de eficiencia de los módulos.

Obviamente, la degradación de los módulos fotovoltaicos debido a la presencia de puntos calientes que se muestran en el gráfico **Y** de la fig. 2 se puede superponer a la degradación debido a la presencia de la Pid que se muestra en el gráfico **Z** de la fig. 3 así como la degradación en el tiempo, espontánea o inducida, representada por la tendencia lineal **X** que se observa en la fig. 1.

25 Por ejemplo, en los gráficos de las figs. 2 y 3 respecto a un período de dos años se observa que las curvas **Y** y **Z** respectivamente muestran una tendencia que converge hacia el eje de abscisas delineado por las líneas de puntos y guiones respectivamente **Y1** y **Z1** que muestran que la caída de eficiencia debida a la presencia de puntos calientes y la Pid se suma a la debida a degradación lineal, espontánea o provocada por errores de montaje o mala calidad del material o mal mantenimiento, representada en el gráfico de la fig. 1.

30 Dado que los valores de la Relación de Rendimiento **CPRh** se calculan como se describió anteriormente y, por lo tanto, con referencia a las condiciones estándar de funcionamiento y considerando las condiciones ambientales, los gráficos que proporcionan permiten comparar mutuamente los sistemas instalados en diferentes ubicaciones y evaluar la degradación de los mismos.

Por tanto, está claro que el método de la invención alcanza todos los objetos preestablecidos.

35 En primer lugar, el método permite controlar la eficiencia del sistema fotovoltaico considerando los diferentes parámetros ambientales y, por tanto, con mucha más precisión con respecto a métodos similares de la técnica anterior.

40 Esto también permite comparar mutuamente sistemas instalados en áreas geográficas con diferentes climas, dado que para cada sistema los valores de **CPRh** se obtienen con referencia a los parámetros de temperatura ambiental y de radiación de la ubicación de la instalación del sistema.

También se ha observado que la operación de refinamiento de los datos leídos permite definir las condiciones de referencia estándar y así evaluar el estado de eficiencia del sistema teniendo en cuenta únicamente las situaciones en las que opera a pleno régimen.

45 Además, también se ha observado que el método de la invención permite no solo evaluar la variación de eficiencia del sistema fotovoltaico en el tiempo, sino también identificar los factores que afectan a dicha caída de eficiencia y establecer si son espontáneos o provocados por otros factores.

Por último, el método permite mantener bajo control el funcionamiento de un sistema fotovoltaico mediante operaciones de procesamiento de datos que se llevan a cabo desde una posición remota con respecto al lugar de instalación del sistema y donde se disponen los instrumentos de lectura de temperatura, radiación y potencia.

50

REIVINDICACIONES

1. Un método para monitorizar el estado de eficiencia de un sistema fotovoltaico que comprende una pluralidad de módulos fotovoltaicos conectados eléctricamente entre sí y a uno o más inversores, comprendiendo dicho método las siguientes operaciones:

- 5 - medir los valores de la radiación **R** y la temperatura ambiente **Ta** en la zona donde está instalado el sistema fotovoltaico, llevando a cabo una pluralidad de lecturas instantáneas durante un período de lectura **I**;
- medir el valor de la potencia **P** producida por el sistema fotovoltaico, llevando a cabo una pluralidad de lecturas instantáneas durante un período de lectura **I**,

caracterizado por que también comprende las siguientes operaciones:

- 10 - definir durante dicho período de lectura **I**, una pluralidad de intervalos de tiempo **i**, uno tras otro, cada uno con una duración:

$$10' \leq i \leq 180'$$

- 15 - calcular para cada uno de dichos intervalos de tiempo **i** los valores de radiación media \bar{R} , temperatura ambiente media \bar{Ta} y potencia media producida \bar{P} , obteniéndose el valor de cada uno de dichos valores medios considerando los valores instantáneos de radiación **R**, temperatura ambiente **Ta** y potencia producida **P** leídos durante cada uno de dichos intervalos de tiempo **i**;

- calcular el valor de la radiación **G** para cada uno de dichos intervalos de tiempo **i** que se define por el valor de la radiación media \bar{R} multiplicado por la duración del intervalo de tiempo **i** según la siguiente relación:

$$G = \bar{R} \times i$$

- 20 - seleccionar de entre dichos intervalos de tiempo **i** los intervalos de tiempo **is** en los que los valores de la radiación **G** son superiores a 200 Wxh/m² y los valores de la desviación estándar σ de los valores de la radiación **R** son inferiores al 10% de la radiación **G** mencionada anteriormente;

- calcular el valor de **CPRh** de la Relación de Rendimiento del sistema en cada uno de dichos intervalos de tiempo seleccionados **is** aplicando la siguiente relación:

$$CPRh = E/Eesperada$$

25 en donde:

- **E** es el valor de la energía producida por el sistema en el intervalo de tiempo seleccionado **is** definido según la siguiente relación:

$$E = \bar{P} \times is$$

- 30 - **Eesperada** es el valor de la energía esperada por el sistema en el intervalo de tiempo seleccionado **is**;
- preparar un plano cartesiano teniendo los intervalos de tiempo seleccionados **is** dispuestos uno tras otro, de acuerdo con una secuencia de tiempo que cubre todo el período de lectura **I**, en abscisas, y los valores de la Relación de Rendimiento **CPRh** en ordenadas;

- 35 - dibujar en dicho plano cartesiano el gráfico (**X1, Y, Z**) mostrando el deterioro del rendimiento del sistema, estando dicho gráfico formado por una pluralidad de puntos, cada uno de los cuales tiene uno de dichos intervalos de tiempo seleccionados **is** como la abscisa y la Relación de Rendimiento **CPRh** con respecto al intervalo de tiempo seleccionado **is** antes mencionado como la ordenada;

- 40 - comparar el gráfico de deterioro del rendimiento (**X1, Y, Z**) del sistema así obtenido con el gráfico de rendimiento teórico (**X0**) de un sistema que tiene una Relación de Rendimiento **CPRh** unitaria, constante durante todo el período de lectura **I**.

2. El método según la reivindicación 1, caracterizado por que en cada uno de dichos intervalos de tiempo seleccionados **is** el valor de dicha energía esperada por el sistema **Eesperada** se obtiene de la siguiente relación:

$$Eesperada = Pnom. \times G/Rstc \times [1-Ct \times (Tmod. - Tstc)] \times eff.inv. \times Cimp.$$

en donde:

ES 2 823 125 T3

- **P_{nom}**. es el valor nominal de la potencia del sistema fotovoltaico;
- **G** es el valor de la radiación calculado en el intervalo de tiempo seleccionado **is**;
- **R_{stc}** es el valor de la radiación en condiciones estándar;
- **T_{stc}** es el valor de la temperatura ambiente en condiciones estándar;
- 5 - **eff.inv.** es el valor nominal de la eficiencia del inversor al valor medido de la potencia media producida \bar{P} ;
- **C_t** es el valor nominal del coeficiente de temperatura de los módulos fotovoltaicos que forman el sistema;
- **C_{imp}**. es el valor de diseño de la caída de tensión constante del sistema;
- **T_{mod}**. es el valor de la temperatura media esperada de los módulos que se calcula en cada uno de dichos intervalos de tiempo seleccionados **is** aplicando la siguiente relación:

$$10 \quad T_{mod.} = \bar{T}_a + G \times (NOCT - A)/B$$

en donde:

- \bar{T}_a es el valor de la temperatura ambiente media en el intervalo de tiempo seleccionado **is**;
 - **G** es el valor de la radiación en el intervalo de tiempo seleccionado **is**;
 - 15 - **NOCT** es el valor de la temperatura de funcionamiento en condiciones nominales de los módulos fotovoltaicos que forman el sistema;
 - **A** es un primer coeficiente correspondiente al valor de temperatura ambiente asumido para determinar el valor nominal **NOCT** de los módulos fotovoltaicos;
 - **B** es un segundo coeficiente correspondiente al valor de radiación asumido para determinar el valor nominal **NOCT** de los módulos fotovoltaicos.
- 20 **3.** El método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que comprende una operación de refinamiento de los valores instantáneos leídos de radiación **R**, temperatura **T_a** y potencia producida **P** que prevé excluir el primer y el último percentil 10 de dichos valores instantáneos leídos antes de calcular los valores medios.
- 4.** El método según la reivindicación 2 o 3, caracterizado por que dicho valor **R_{stc}** de la radiación en condiciones estándar es 1000 W/m².
- 25 **5.** El método según cualquiera de las reivindicaciones 2 a 4, caracterizado por que dicho valor **T_{stc}** de la temperatura ambiente en condiciones estándar es de 25°C.
- 6.** El método según cualquiera de las reivindicaciones 2 a 5, caracterizado por que dicho primer coeficiente **A** corresponde al valor de 20°C y dicho coeficiente **B** corresponde al valor de 800 W/m².
- 30 **7.** El método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que dichas lecturas instantáneas de los valores de la potencia producida **P** están espaciados unos de otros por un minuto.
- 8.** El método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que dichas lecturas instantáneas de los valores de la radiación **R** están espaciados unos de otros por un minuto.
- 9.** El método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que dichas lecturas instantáneas de los valores de la temperatura **T_a** están separados unos de otros por cinco minutos.
- 35 **10.** El método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que dichos intervalos de tiempo **i**, **is** son intervalos de tiempo de 60 minutos.
- 11.** El método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que en dichos intervalos de tiempo seleccionados **is** dicho valor de la radiación **G** es de 600 Wxh/m² y dicho valor de la desviación estándar σ es el 5% del valor de dicha radiación **G**.
- 40 **12.** El método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que dicho período de lectura **I** dura al menos un año.

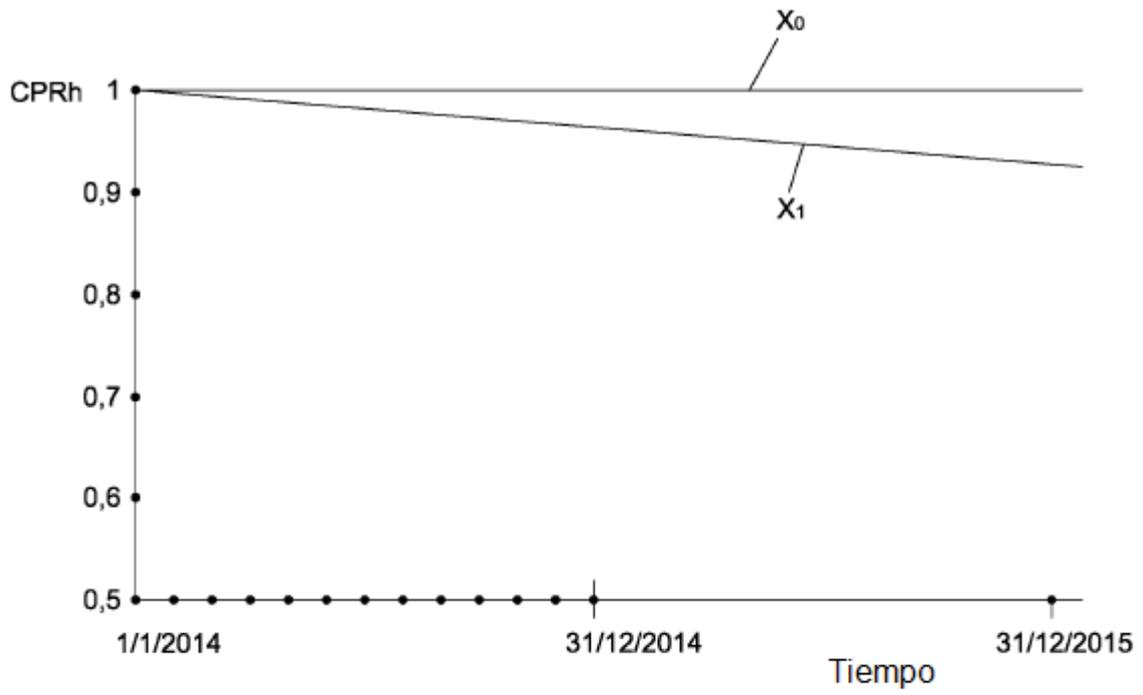


Fig.1

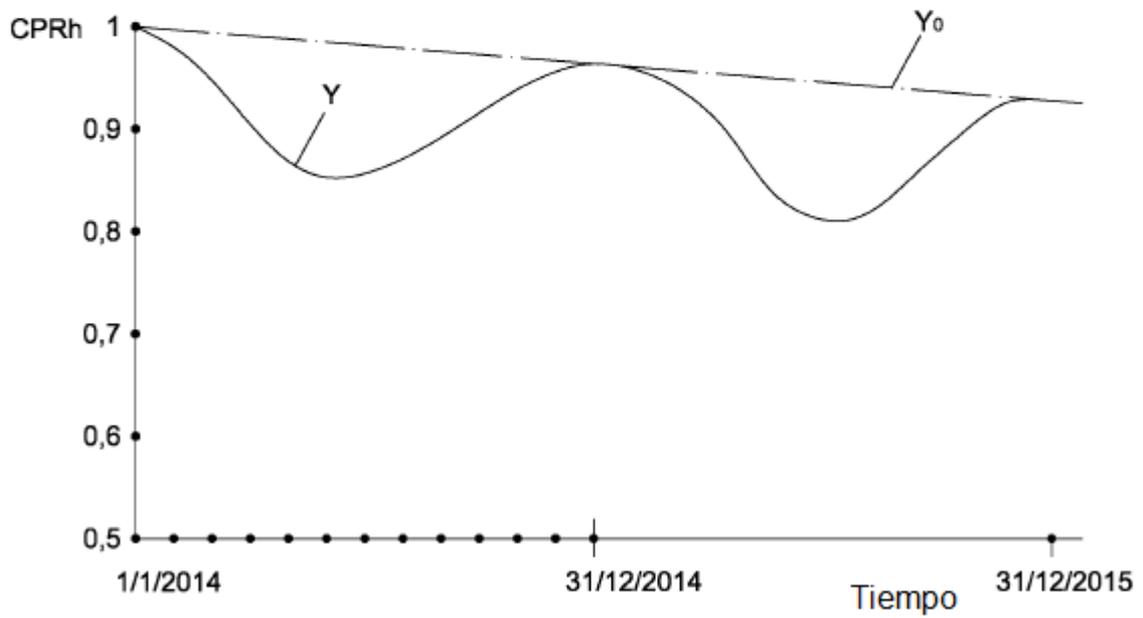


Fig.2

