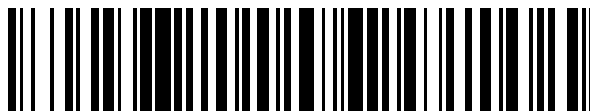


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 525 883**

21 Número de solicitud: 201431297

51 Int. Cl.:

G01J 1/42 (2006.01)

H02S 50/00 (2014.01)

H01L 31/042 (2014.01)

22

PATENTE DE INVENCION CON EXAMEN PREVIO

B2

22 Fecha de presentación:

08.09.2014

43 Fecha de publicación de la solicitud:

30.12.2014

Fecha de la concesión:

14.07.2015

45 Fecha de publicación de la concesión:

21.07.2015

73 Titular/es:

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
(100.0%)**

**Ramiro de Maeztu, 7
28040 Madrid (Madrid) ES**

72 Inventor/es:

**LELOUX, Jonathan;
NARVARTE FERNÁNDEZ, Luis;
MORETÓN VILLAGRÁ, Rodrigo y
LORENZO FIGUEIRAS, Eduardo**

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

54 Título: **Método de generación de datos de irradiación solar a partir de datos de producción energética de instalaciones solares fotovoltaicas**

57 Resumen:

Método de generación de datos de irradiación solar a partir de datos de producción energética de instalaciones solares fotovoltaicas.

El método solo requiere la medida de los datos de producción de energía, de manera que el material necesario por parte del operador de la instalación fotovoltaica se basa en un equipo capaz de medir la energía producida por las instalaciones y cuyo equipo puede ser el propio contador de energía de una vivienda o el contador incorporado en el inversor de la instalación en sí. En cualquier caso por parte de la entidad que realiza la generación de datos de irradiación solar, precisa de equipos que permitan la adquisición y el análisis de los datos de energía medidos, para llevar a cabo el envío de esos datos desde el contador de energía hasta el servidor donde se ejecutan los propios análisis, para que la información sea transferida y almacenada bien por ficheros de texto, bien por servicios Web, mediante los cuales se establece la comunicación entre usuario y servidor de forma automática, siendo almacenados los datos en una base de datos y tratados por un servidor de cálculo.

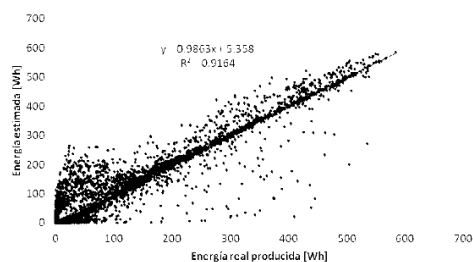


FIG.1

ES 2 525 883 B2

DESCRIPCIÓN

Método de generación de datos de irradiación solar a partir de datos de producción energética de instalaciones solares fotovoltaicas.

5

Objeto de la invención

La invención consiste en un método que permite generar datos de irradiación solar en un lugar a partir de la producción energética registrada en los contadores de los sistemas fotovoltaicos vecinos a este lugar.

10

Sector de la técnica

La metodología de predicción propuesta se encuadra en el sector energético, concretamente en la producción de electricidad por tecnología fotovoltaica.

15

Antecedentes de la invención

20

El conocimiento de la irradiación solar que reciben los sistemas fotovoltaicos es necesario para su diseño y para la evaluación de su productividad energética.

25

Por una parte es necesario conocer los valores medios de la irradiación solar en periodos de varias décadas para estimar la producción energética de una instalación fotovoltaica, así como su rentabilidad económica. Para este tipo de aplicación, suele ser suficiente conocer las medias mensuales de la irradiación solar. Por otra parte, otras aplicaciones requieren conocer los valores de irradiación solar en un momento determinado, con una resolución temporal más alta. Por ejemplo, es el caso de la monitorización de sistemas fotovoltaicos para la detección de fallos. Estas aplicaciones necesitan conocer la irradiación solar horaria, en tiempo real o con un retraso máximo de un día.

30

Los sistemas de monitorización fotovoltaica actualmente comercializados basan sus análisis en un factor de rendimiento llamado Performance Ratio (*PR*), definido como la relación entre la energía que un sistema fotovoltaico inyecta en la red con respecto a la que inyectaría un supuesto sistema fotovoltaico ideal funcionando en Condiciones Estándar de Medida (CEM), o en inglés Standard Test Conditions (STC). El *PR* se expresa como:

35

$$PR = \frac{\frac{E(T)}{P_p}}{G^*}$$

40

Donde:

- *E* es la producción inyectada
- *G* es la irradiación inclinada que incide sobre el panel
- *P_p* es la potencia pico propia del sistema
- *G** es la irradiancia global bajo STC (1000 W/m²)

45

Como puede observarse, queda patente la necesidad de obtención de la irradiación solar para este tipo de evaluaciones. Puede citarse la siguiente referencia para más información sobre los análisis basados en el *PR*:

- Reich, N. H., Mueller, B., Armbruster, A., van Sark, W. G. J. H. M., Kiefer, K. and Reise, C. (2012), Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?. Prog. Photovolt: Res. Appl., 20: 717–726. doi: 10.1002/pip.1219

5 Existe un gran número de instrumentos capaces de medir la irradiación solar incidente sobre una superficie. Los errores que podemos encontrar en la información otorgada por cada uno de ellos derivan tanto de aspectos relacionados con la calidad del sensor y de su calibración, como de aspectos matemáticos en los modelos de cálculo utilizados para su posterior

10 En cuanto a los datos de irradiación solar, los usuarios buscan, según las aplicaciones, y en grados diversos, la precisión de la información y la disponibilidad para obtenerlos. En el caso de las medidas terrestres, la precisión de las medidas puede ser mayor, pero éstas corresponden a localizaciones concretas, y su distribución no abarca la totalidad del territorio mundial. Con respecto a la información procedente de los satélites, la información de base sobre tratamiento de imágenes sí cubre gran parte del ámbito territorial mundial, pero su adquisición supone costes elevados (sobre todo si se requieren datos de alta resolución temporal como por ejemplo datos horarios), y el dato de irradiación solar no siempre está disponible (a veces sólo se dispone de la información sobre condiciones meteorológicas).

20 Los recursos más utilizados, hasta la actualidad, para la obtención de datos de irradiación solar son los siguientes:

25 1) *Heliógrafos*

La irradiación incidente en la superficie terrestre depende principalmente de la altura solar, de la cantidad de aerosoles presentes en la atmósfera, y de las nubes presentes entre el disco solar y la superficie receptora. La altura solar puede ser calculada por funciones astronómicas, y la cantidad de aerosoles puede ser estimada con bases de datos climáticas o meteorológicas. Una vez conocidas dichas variables, existen modelos físicos que permiten estimar la irradiación solar en condiciones de cielo claro, es decir, cuando no hay nubes entre el disco solar y la superficie receptora. El heliógrafo permite estimar, para cada intervalo de tiempo determinado (por ejemplo cada hora), la fracción de tiempo correspondiente a condiciones de cielo claro, y la fracción (complementaria) de tiempo durante la cual las nubes han tapado el disco solar. Para ello, el heliógrafo concentra los rayos solares sobre una banda de cartulina que se quema en el punto en el que se forma la imagen del sol.

40 Con todo ello, puede observarse que las principales fuentes de incertidumbre proceden de la estimación de la irradiación a partir de esta última ecuación. En concreto, se deben a dos principales factores:

- La relación entre irradiación y condiciones de cielo claro no es estrictamente lineal, tal y como se muestra en la fórmula.
- Las condiciones de cielo claro no reflejan el estado real del cielo, despreciando las características de las nubes (transparencia, profundidad, etc.) y por lo tanto subestimando el valor de la componente de irradiación difusa.

45 Por el contrario, la sencillez de instalación y la necesidad de medidas de escasos parámetros, hacen que la estimación de la irradiación por este método sea ventajosa.

50 Véase la siguiente referencia para más información:

- Harry Suehrcke, Ross S. Bowden, K.G.T. Hollands, Relationship between sunshine duration and solar radiation, Solar Energy, Volume 92, June 2013, Pages 160-171, ISSN 0038-092X, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.02.026>.

2) Piranómetros

5 Los piranómetros son instrumentos capaces de medir la irradiación solar global incidente sobre una superficie plana cuyo campo de visión equivale a una media esfera. En general mide la irradiación solar horizontal.

10 Un piranómetro consiste en una superficie negra, un termopar, un disco blanco que limita la aceptación angular, y dos coberturas transparentes, semicirculares y concéntricas hechas de cristal. Estas coberturas, en forma de cúpula, protegen al sensor de la convección térmica, de la lluvia, el viento y la suciedad. El piranómetro ideal posee una respuesta espectral plana en un rango de longitudes de onda de 0,29-2,8 μm .

15 Los piranómetros también pueden ser usados para medir la irradiación solar difusa, siempre y cuando se consiga eliminar la componente directa. Para ello, se monta un pequeño disco negro en un seguidor solar de tal forma que el piranómetro esté continuamente sombreado. Alternativamente, también se puede utilizar un anillo que previene que la componente directa llegue al sensor.

20 La estimación de la irradiación solar global de este tipo de sensores se basa, por lo tanto, en la descomposición de las componentes solares. Y es en su medición, donde se encuentra la principal fuente de incertidumbre. Sin embargo, se considera este tipo de sensores como los más fiables, ya que miden directamente la magnitud física deseada, y en ningún caso se basan en estimaciones derivadas de otras observaciones.

25 Véase la siguiente referencia para más información:

- M.P. Thekaekara, Solar radiation measurement: Techniques and instrumentation, Solar Energy, Volume 18, Issue 4, 1976, Pages 309-325, ISSN 0038-092X.

3) Satélites

30 Cada vez son más los métodos implementados para estimar la irradiación solar a partir de observaciones de los satélites empleando imágenes meteorológicas. Los satélites pueden ofrecer una resolución temporal de hasta 1 dato/15min y una resolución espacial de hasta 1 dato/(2x2km²). Los satélites meteorológicos almacenan imágenes de amplias zonas, donde son capaces de estimar la cobertura de nubes. Esta información es procesada por modelos de tratamiento de imágenes, que permiten estimar la irradiación solar incidente en una superficie horizontal.

40 Para poder acceder a la información de los satélites, existen servicios Web destinados a su distribución.

45 Estos últimos sensores son los que presentan más ventajas en cuanto a disponibilidad de datos se refiere. Abarcan medidas de un ámbito territorial mucho más amplio que los sensores terrestres (piranómetros y heliógrafos). Sin embargo, presentan una fuente de incertidumbre que deriva de las condiciones de cielo, y en particular de las condiciones de nubosidad.

50 Todos los métodos descritos con anterioridad realizan medidas de irradiación horizontal; de tal forma que, para estimar la irradiación global inclinada, se necesita emplear métodos de descomposición y transposición de la radiación solar. En consecuencia, la estimación de la irradiación solar en un plano inclinado depende de la combinación de los errores de medidas y también de los errores asociados a los modelos de transposición y descomposición.

Véase la siguiente referencia para más información:

- Richard Perez, Marek Kmiecik, Christy Herig, David Renné, Remote monitoring of PV performance using geostationary satellites, Solar Energy, Volume 71, Issue 4, 2001, Pages 255-261, ISSN 0038-092X.

5 **4) Células o módulos calibrados**

Por último, y debido al número creciente de instalaciones fotovoltaicas, también se utilizan los módulos fotovoltaicos como sensores de irradiación solar, aprovechando la relación entre la potencia eléctrica que generan y la irradiancia solar que reciben.

10 Estos dispositivos no son más que células o módulos, iguales que los instalados en cada sistema fotovoltaico, preparados para obtener la medida de las condiciones de operación:

- Irradiancia efectiva en el plano del sistema G_{ef} ;
- Temperatura de operación de las células T_c .

15 La medida de la G_{ef} viene determinada por la corriente de cortocircuito del dispositivo calibrado, y la T_c a partir de su tensión de circuito abierto.

20 De forma general, la precisión de las medidas realizadas por módulos calibrados es muy buena. Además, suelen medir directamente la irradiación sobre un plano inclinado. La incertidumbre asociada a las medidas por módulos calibrados viene influenciada por:

- Precisión y calidad de la instrumentación;
- Situación en el que está instalado el módulo (diversos ángulos de incidencia de los rayos solares y aparición de sombras);
- Condiciones de viento (dispersión de la temperatura de célula).

Véase la siguiente referencia para más información:

- Nofuentes, G., Aguilera, J., Santiago, R. L., de la Casa, J. and Hontoria, L. (2006), A reference-module-based procedure for outdoor estimation of crystalline silicon PV module peak power. Prog. Photovolt: Res. Appl., 14: 77–87. doi: 10.1002/pip.636

Descripción de la invención

35 Antes de pasar a describir el método de la invención, es importante tener en cuenta lo siguiente:

- Los módulos fotovoltaicos calibrados pueden ser utilizados como fuentes de referencia para medir la irradiancia solar teniendo en cuenta la relación existente entre la potencia de salida del módulo (P) y sus condiciones de operación, en particular la irradiancia solar incidente (G) y la temperatura de célula (T_c):

$$P = f(G, T_c)$$

- La producción energética registrada en los sistemas fotovoltaicos puede ser utilizada, similarmente, como sensor de irradiación solar. La irradiancia solar tiene unidades de densidad de potencia (W/m^2), mientras que la irradiación solar tiene unidades de densidad de energía (Wh/m^2). Pero si se trabaja con datos horarios, ambos conceptos (irradiancia solar e irradiación solar) pueden verse sustituidos entre sí. Buscamos una relación entre energía horaria (E_h) y la irradiación solar incidente horaria (G_h) y temperatura de célula del tipo:

$$E_h = f(G_h, T_c)$$

Sin embargo, esta última relación no es tan directa como para el caso de módulos fotovoltaicos calibrados ya que la potencia de salida no es directamente proporcional a la irradiancia solar recibida. Existen otros factores que establecen la relación entre las condiciones de operación y la potencia de salida, tales como las pérdidas de conversión DC/AC, las pérdidas de temperatura de célula o las de balance del sistema. A continuación se explica un modelo simple que permite tener en cuenta estos efectos de segundo orden de tal forma que se puedan usar los sistemas fotovoltaicos para obtener datos de irradiación solar, de la misma forma que lo hacen los módulos fotovoltaicos calibrados.

Según el método de la invención, el primer paso es calibrar estos sistemas fotovoltaicos de tal forma que su energía producida nos permita generar datos de irradiación solar. Por lo tanto, buscamos ahora una relación de la forma general:

$$G_h = f_{Calibration} \cdot E_h$$

Donde el nuevo factor que aparece $f_{calibration}$ (factor de calibración) debe ser lo más independiente de las condiciones externas de operación del sistema. El Performance Ratio (PR) de un sistema, es el indicador más frecuente utilizado en este sector y se define de la siguiente forma:

$$PR = \frac{E_h / G_h}{P_p / G^*}$$

Donde P_p es la potencia DC nominal (o de pico) y G^* es la irradiancia solar bajo Condiciones Estándar de Medida (CEM) (o Standard Test Conditions - STC). El PR varía cuando el sistema fotovoltaico se encuentra bajo condiciones de operación variables. En consecuencia, se necesita una versión normalizada del PR , para poder utilizarla como factor de calibración.

El PR de un sistema fotovoltaico está generalmente por debajo de 1 (o 100%) debido a las numerosas fuentes de pérdidas que pueden afectar la operación del sistema. Se han englobado esas fuentes de pérdidas en cinco categorías fundamentales.

- f_G : factor de eficiencia del sistema fotovoltaico en función del nivel de irradiancia incidente.
- f_{TEMP} : factor de eficiencia del sistema fotovoltaico en función de su temperatura de célula.
- f_{DCAC} : factor de eficiencia de conversión DC/AC.
- f_{PDC} : factor de potencia que representa el ratio entre potencia DC real y potencia DC nominal.
- f_{BOS} : factor de eficiencia del resto del sistema (Balance Of System - BOS).

Con todos estos factores de eficiencia, ahora sí que podemos definir la relación que hace un valor de PR del 100%.

$$\frac{1}{f_G \cdot f_{TEMP} \cdot f_{DCAC} \cdot f_{BOS} \cdot f_{PDC}} \cdot PR = 1$$

Tres de estos cuatro factores de eficiencia pueden ser expresados de forma analítica tal y como se indica a continuación.

El primer factor de eficiencia, f_G , se define como:

$$f_G = f(G, \eta_{PDC, EUR}, T_c, \theta_s, T_\theta)$$

5 donde $\eta_{PDC, EUR}$ es el Rendimiento Europeo de los módulos fotovoltaicos, T_c es la temperatura de célula del módulo, θ_s es el ángulo de incidencia de la irradiancia solar y T_θ es la función de transmisión angular.

T_c puede ser deducido como:

10

$$T_c = T_a + G \frac{(NOCT - 20)}{800}$$

15 donde T_a es la temperatura ambiente y (Nominal Operation Cells Temperature - $NOCT$) es la temperatura de operación nominal de célula, cuyo valor se puede obtener de las hojas de especificaciones de los módulos fotovoltaicos y que típicamente suele valer $NOCT = 48$ °C.

El segundo factor, f_{TEMP} , se define como:

20

$$f_{TEMP} = 1 + \gamma(T_c - T_c^*)$$

donde γ es el coeficiente de variación de la potencia con respecto a la temperatura de célula, cuyo valor se puede encontrar en las hojas de características de los módulos y es típicamente de $\gamma = -0.45$ %/°C.

El tercer factor de eficiencia, f_{DCAC} , se define como:

25

$$f_{DCAC} = f(\eta_{INV, EUR}, \frac{P_{AC}}{P_p})$$

30 donde $\eta_{INV, EUR}$ es el Rendimiento Europeo de un inversor típico, P_{AC} es la potencia nominal en AC del inversor y P_p es la potencia nominal del generador fotovoltaico.

35

El cuarto factor, f_{DC} , se extrae del PR teniendo en cuenta la diferencia entre la potencia nominal real DC de los módulos bajo condiciones estándar y la potencia nominal de módulo establecida por el fabricante. Éste, al igual que f_{BOS} , no puede ser estimado porque la potencia real de los módulos no es conocida. El cuarto y el quinto factor de eficiencia, f_{PDC} y f_{BOS} , no se pueden estimar, porque el comportamiento energético real de cada sistema fotovoltaico no puede ser conocido a priori. Sin embargo, su determinación no supone un problema en este caso ya que podemos agrupar estos dos últimos factores en un nuevo que denominaremos f_{PERF} . La fórmula queda entonces:

40

$$\frac{1}{f_G \cdot f_{TEMP} \cdot f_{DCAC} \cdot f_{PERF}} \cdot PR = 1$$

De donde se puede deducir el cálculo de f_{PERF} como:

45

$$f_{PERF} = \frac{1}{f_G \cdot f_{TEMP} \cdot f_{DCAC}} \cdot PR$$

O también, de forma más explícita detallando el cálculo del PR :

$$f_{PERF} = \frac{1}{f_G \cdot f_{TEMP} \cdot f_{DCAC}} \cdot \frac{E_h / G_h}{P_P / G^*}$$

5 Por lo tanto, el parámetro f_{PERF} de cada sistema fotovoltaico puede estimarse a partir de los históricos de datos de E_h (medidas tomadas directamente de los medidores de energía) y G_h (datos obtenidos de bases de datos de irradiación solar u otras fuentes tales como la combinación de simulaciones de días claros con datos de fracción de nubes).

Una vez que se ha estimado f_{PERF} , la relación entre E_h y G_h queda de la siguiente forma:

$$10 \quad G_h = \frac{1}{f_G \cdot f_{TEMP} \cdot f_{DCAC} \cdot f_{PERF}} \cdot \frac{E_h}{P_P / G^*}$$

15 Cada sistema fotovoltaico está caracterizado por una orientación desde el sur (α) y una inclinación desde el plano horizontal (β). La irradiación solar calculada a partir de datos de producción de energía del sistema es, por lo tanto, la irradiación solar inclinada. Sin embargo, más tarde veremos que nos va a ser de utilidad convertir datos de irradiación solar inclinada de un plano a otro. Denotamos $G(\alpha_1, \beta_1)$ como la irradiancia solar inclinada en el plano de referencia (plano de las instalaciones vecinas de las cuales se tienen datos). $G(\alpha_2, \beta_2)$ es la irradiancia solar inclinada que se desea estimar a partir del plano de referencia. Es necesario encontrar ahora una relación general $G(\alpha_2, \beta_2) = f(G(\alpha_1, \beta_1))$. Esto es posible aplicando modelos de descomposición y transposición. En particular, se ha elegido realizar la descomposición y transposición por modelos comúnmente usados dentro de la energía solar, en particular utilizando una adaptación del modelo de Hay, descrito en la siguiente referencia:

- 25 • John E. Hay, Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces, Solar Energy, Volume 23, Issue 4, 1979, Pages 301-307, ISSN 0038-092X.

30 Para obtener $G(\alpha_2, \beta_2)$ por descomposición de modelos, se necesita primeramente descomponer $G(\alpha_1, \beta_1)$ en sus distintas componentes: directa, difusa y reflejada, escritas respectivamente como $B(\alpha_1, \beta_1)$, $D(\alpha_1, \beta_1)$ y $R(\alpha_1, \beta_1)$.

Integrando los datos de irradiación solar a lo largo de un día, se puede calcular la irradiación solar diaria $G_d(\alpha_1, \beta_1)$ tal y como se muestra a continuación:

$$35 \quad G_d(\alpha_1, \beta_1) = \int_d G(\alpha_1, \beta_1)$$

donde d indica día.

El índice de claridad KT_o se puede calcular como:

$$40 \quad K_{T,d} \approx \frac{G_d(\alpha_1, \beta_1)}{B_{0,d}(\alpha_1, \beta_1)}$$

donde $B_{0,d}(\alpha_1, \beta_1)$ es la irradiación solar inclinada extra-atmosférica diaria, la cual viene de integrar a lo largo de un día la irradiancia inclinada extra-atmosférica:

$$B_{0,d}(\alpha_1, \beta_1) = \int_d B_0(\alpha_1, \beta_1)$$

Esta irradiancia inclinada extra-atmosférica se estima a partir de consideraciones puramente geométricas:

5

$$B_0(\alpha_1, \beta_1) = B_0(n) \cdot \max(0, \cos(\theta_{s1}))$$

donde el ángulo θ_{s1} es el ángulo de incidencia de la irradiancia solar y $B_0(n)$ es la irradiancia normal extra-atmosférica.

10

Análogamente, el factor de difusa F_{Dd} tiene la forma:

$$F_{D,d} \approx \frac{D_d(\alpha_1, \beta_1)}{G_d(\alpha_1, \beta_1)}$$

15 Se ha utilizado la misma relación empírica entre F_{Dd} y K_{Td} utilizada con anterioridad. Estrictamente hablando, los factores F_{Dd} y K_{Td} son relaciones entre irradiancias horizontales y no entre irradiancias inclinadas tal y como se ha escrito en estas fórmulas. Se ha hecho una aproximación teniendo en cuenta la universalidad de estos factores. Sin embargo, si se utilizan éstos directamente, al estar asociados a inclinaciones, se estarían perdiendo valores de difusa en cálculos posteriores. Para ello, a partir de consideraciones geométricas, se estiman los valores de F_{Dd} y K_{Td} en el plano horizontal como:

20

$$K_{T,d}(0) = K_T(\alpha, \beta) \frac{1 + \cos(\beta_1)}{2}$$

$$F_{D,d}(0) = K_{Dd}(\alpha, \beta) \frac{1}{\frac{1 + \cos(\beta_1)}{2}}$$

25

Y de esta forma es posible calcular la componente difusa en el plano horizontal tal y como se explicó en la sección anterior:

30

$$D_d(0) = F_{D,d} \cdot G_d(0)$$

$$D(0) = D_d(0) \cdot \frac{B_0(0)}{B_{0,d}(0)}$$

35

Y la difusa en el plano inclinado viene dada finalmente como:

$$D(\alpha_1, \beta_1) = D(0) \cdot \frac{1 + \cos(\beta_1)}{2}$$

Análogamente, las componentes circunsolar (CIR) e isotrópica (ISO) según el modelo de Hay pueden ahora ser escritas como:

40

$$D(\alpha_1, \beta_1) = D^{CIR}(\alpha_1, \beta_1) + D^{ISO}(\alpha_1, \beta_1)$$

Cada una de estas componentes viene definida como:

$$D^{ISO}(\alpha_1, \beta_1) = D(0) \cdot (1 - k_a) \frac{1 + \cos(\beta_1)}{2}$$

$$D^{CIR}(\alpha_1, \beta_1) = D(0) \cdot k_a \cdot \frac{\max(0, \cos(\theta_{s1}))}{\cos(\theta_{zs})}$$

5

La componente reflejada puede ser estimada a partir de la irradiancia solar global como:

$$R(\alpha_1, \beta_1) = \rho G(0) \cdot \frac{1 - \cos(\beta_1)}{2}$$

10 donde $\rho = 0.2$ es un valor típico de albedo.

Y la componente de irradiancia directa puede ser deducida a partir de una simple resta:

$$B(\alpha_1, \beta_1) = G(\alpha_1, \beta_1) - D(\alpha_1, \beta_1) - R(\alpha_1, \beta_1)$$

15

Según lo descrito hasta el momento se tienen todas las componentes relativas al plano de referencia, por lo que falta estimar las componentes en el segundo plano.

20 La estimación de la componente directa en este nuevo plano, al igual que en el plano de referencia, se consigue sin más que aplicar una simple relación geométrica:

$$B(\alpha_2, \beta_2) = B(\alpha_1, \beta_1) \frac{\max(0, \cos(\theta_{s2}))}{\max(0, \cos(\theta_{s1}))}$$

25 La estimación de las componentes difusas es algo más compleja y atiende a las siguientes ecuaciones:

$$DTI^{CIR}(\alpha_2, \beta_2) = DTI^{CIR}(\alpha_1, \beta_1) \cdot \frac{\max(0, \cos(\theta_{s1}))}{\max(0, \cos(\theta_{s2}))}$$

$$DTI^{ISO}(\alpha_2, \beta_2) = DTI^{ISO}(\alpha_1, \beta_1) \cdot \frac{(1 + \cos(\beta_1))}{(1 + \cos(\beta_2))}$$

30

$$D(\alpha_2, \beta_2) = D^{ISO}(\alpha_2, \beta_2) + D^{CIR}(\alpha_2, \beta_2)$$

35 La combinación de las ecuaciones anteriores permite estimar la componente difusa total en este nuevo plano:

$$D(\alpha_2, \beta_2) = D(\alpha_1, \beta_1) \cdot \frac{(1 - k_a) \cdot \frac{1 + \cos(\beta_1)}{2} + k_a \frac{\max(0, \cos(\theta_{s1}))}{\cos(\theta_{zs})}}{(1 - k_a) \cdot \frac{1 + \cos(\beta_2)}{2} + k_a \frac{\max(0, \cos(\theta_{s2}))}{\cos(\theta_{zs})}}$$

La componente reflejada puede ser expresada de forma simplificada como:

$$R(\alpha_2, \beta_2) = R(\alpha_1, \beta_1) \cdot \frac{1 - \cos(\beta_2)}{1 - \cos(\beta_1)}$$

Finalmente, la irradiancia global en el plano deseado puede deducirse a partir de la suma de las tres componentes anteriores:

5

$$G(\alpha_2, \beta_2) = B(\alpha_2, \beta_2) + D(\alpha_2, \beta_2) + R(\alpha_2, \beta_2)$$

Hasta ahora se ha explicado cómo obtener datos de irradiación solar a partir de datos de producción de energía. Llegados a este punto, es necesario desarrollar un método que sea capaz de estimar datos de irradiación solar para una localización, definida por su latitud y longitud, a partir de datos de instalaciones vecinas. El método utilizado deriva de la familia de los métodos de interpolación por distancias inversas.

El primer paso es elegir cuáles de las instalaciones fotovoltaicas vecinas son válidas como fuentes de información para generar la irradiación solar deseada. Obviamente, la fiabilidad de los datos es mayor en tanto en cuanto los datos procedan de instalaciones vecinas más cercanas a la localización elegida. La información relativa a cada instalación vecina recibe un peso acorde a esta idea. En particular, los pesos vienen definidos por la siguiente fórmula:

$$w_i = \frac{1}{\sqrt{d_0^2 + d_i^2}}$$

20

donde w_i es el peso de la información procedente de cada instalación vecina i , d_i es la distancia entre la instalación y la localización elegida y d_0 es una constante que representa una distancia en la que no se observa un cambio representativo en la precisión de los datos obtenidos. Este factor es el que representa el efecto nugget dentro de una interpolación por distancias inversas. Se ha observado que en la mayor parte de los casos, la distancia de este nugget es de aproximadamente 1 km, valor que se utiliza también para este caso.

25

$$d_0 = 1km$$

30

Todos los pesos son normalizados aplicando una interpolación de distancias inversas tal y como se muestra en la fórmula siguiente:

$$\lambda_i = \frac{w_i}{\sum w_i}$$

donde λ_i son los pesos relativos para cada instalación i .

35

Finalmente, los datos de irradiación solar deseados se obtienen usando una media ponderada como función de interpolación matemática:

$$G_K(\alpha_2, \beta_2) = \mu_{1/2, \lambda} [G_i(\alpha_2, \beta_2), \lambda_i]$$

40

Descripción de los dibujos

Para complementar la descripción que seguidamente se va a realizar y con objeto de ayudar a una mejor comprensión de las características del invento, se acompaña la presente memoria descriptiva, formando parte integrante de la misma, un plano en donde con carácter ilustrativo y no limitativo, se ha representado lo siguiente:

45

- La figura 1.- Muestra una gráfica correspondiente al valor de la energía fotovoltaica simulada en una instalación fotovoltaica en una ubicación de Bélgica, deducida a partir de la irradiación solar inclinada horaria calculado a partir de los datos de energía producida por 4 instalaciones fotovoltaicas vecinas, y la comparación de esta energía simulada con la energía producida por esta instalación, y medida en su contador energético.

Modo de realización preferente de la invención

A modo de ejemplo, se ha aplicado este método de generación de datos de irradiación solar incidente sobre una instalación fotovoltaica ubicada en un lugar de Bélgica (instalación *Focus*), a partir de los datos de 4 instalaciones fotovoltaicas vecinas, cuyos datos de producción energética se han medido cada hora. La producción energética de las instalaciones fotovoltaicas ha sido medida por contadores inteligentes equipados de un sistema de telemática. Los datos han sido transmitidos por GPRS desde los contadores hasta un servidor Internet, y han sido almacenados en una base de datos MySQL. Los datos han sido procesados por un motor de cálculo programado en PHP y los resultados han sido facilitados al cliente por un servicio Web en XML. Se han calculado los valores de irradiación solar a nivel horario. Los datos de las 4 instalaciones utilizadas son los siguientes:

	Latitud	Longitud	Orientación	Inclinación	Elevación	Potencia Pico
Instalación Focus	50,1002°N	4,89534°E	110°	40°	349[m]	4,56[Wh/m2]
Instalación Vecina 1	50,0932°N	4,89361°E	190°	35°	340[m]	5,17[Wh/m2]
Instalación Vecina 2	50,0994°N	4,89226°E	135°	35°	350[m]	5,7[Wh/m2]
Instalación Vecina 3	50,0935°N	4,89612°E	180°	40°	338[m]	4,9[Wh/m2]
Instalación Vecina 4	50,1003°N	4,89582°E	110°	35°	349[m]	2,66[Wh/m2]

Las distancias entre estas instalaciones son las siguientes:

Instalación	Distancia desde instalación Focus [m]
Instalación Vecina 1	788
Instalación Vecina 2	237
Instalación Vecina 3	747
Instalación Vecina 4	36

El resultado de este proceso se muestra en la Fig. 1, donde cada punto representa un dato horario, a lo largo de un periodo de 6 meses:

A modo indicativo, los errores de este proceso completo son los siguientes:

MBE[%]	RMSE[%]
7,09	55,56

REIVINDICACIONES

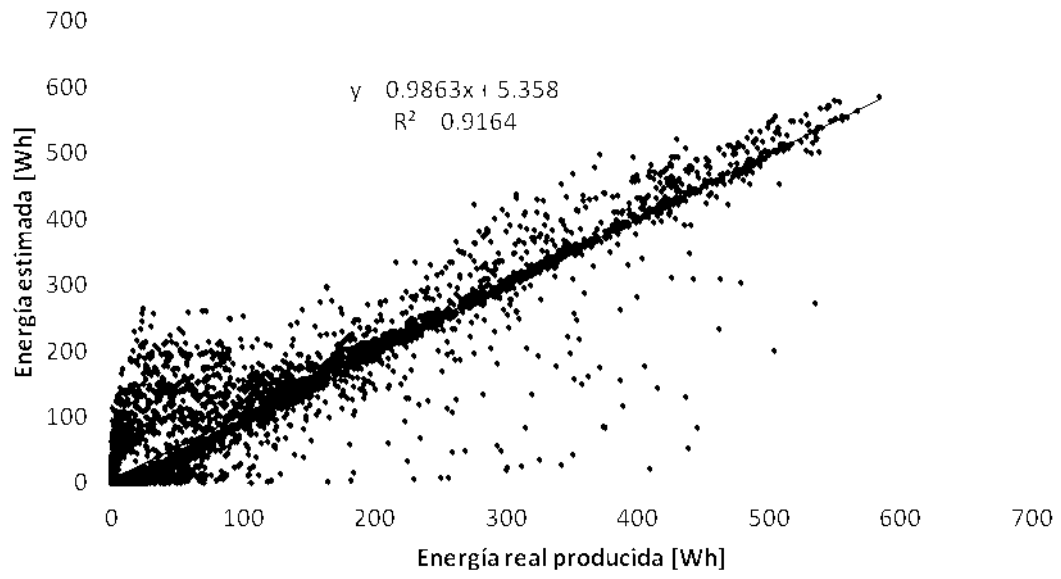
1.- Método de generación de datos de irradiación solar a partir de datos de producción energética de instalaciones solares fotovoltaicas, caracterizado porque comprende las siguientes fases:

- 5
- La búsqueda de una relación entre la energía horaria producida por una instalación fotovoltaica, la irradiación solar incidente horaria, y la temperatura de célula.
 - La traducción de una energía fotovoltaica horaria en un dato de irradiación solar horaria en el plano del generador fotovoltaico.
 - La descomposición y translación de la irradiación solar horaria en el plano del generador a otro plano cualquiera donde se desea conocer la irradiación solar.
 - La aplicación de métodos de interpolación lineal para estimar la irradiación solar en un punto cualquier desde los datos de irradiación solar generados en los puntos donde se tiene acceso a datos de generación de energía fotovoltaica.
- 10
- 15

2.- Método de generación de datos de irradiación solar a partir de datos de producción energética de instalaciones solares fotovoltaicas, según reivindicación 1, caracterizado porque se realiza un análisis mediante el equipamiento apropiado para conseguir los datos de energía medidos, efectuando el envío de dichos datos mediante GPRS o por Internet, desde un contador de energía hasta el respectivo servidor donde se ejecutan los análisis.

3.- Método de generación de datos de irradiación solar a partir de datos de producción energética de instalaciones solares fotovoltaicas, , según reivindicaciones anteriores, caracterizado porque se incorporan contadores inteligentes equipados de un sistema telemático, permitiendo medir los datos de producción energética de las propias instalaciones fotovoltaicas y transmitirlos por GPRS desde dichos contadores inteligentes hasta un servidor de Internet, así como almacenarlos en una base de datos y procesarlos por un motor de calculo ejecutado desde un servidor de Internet, siendo los resultados facilitados al cliente por un servidor Web.

FIG.1





- ②① N.º solicitud: 201431297
②② Fecha de presentación de la solicitud: 08.09.2014
③② Fecha de prioridad:

INFORME SOBRE EL ESTADO DE LA TECNICA

⑤① Int. Cl.: Ver Hoja Adicional

DOCUMENTOS RELEVANTES

Categoría	⑤⑥ Documentos citados	Reivindicaciones afectadas
Y	US 2011282600 A1 (ROESNER ROBERT et al.) 17.11.2011, resumen; figuras; párrafos 4,9,15,16,19,24,25,27-31; reivindicaciones 9,18,29,39.	1-3
A	Universidad Internacional de Andalucía (UIA); 010 - Caracterización y evaluación de la radiación solar por Llanos Mora López y Lourdes Ramírez Santigosa, "Tema 3. Modelos para estimar la radiación solar", Documento recuperado de internet <URL: https://web.archive.org/web/20121210122356/http://ocw.unia.es/ciencias-tecnologicas/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/tema-3 >, [recuperado el 18.12.2014] fecha 10.12.2012: toda la página web, especialmente la introducción.	1-3
Y	JP 2013036820 A (FUJI ELECTRIC CO LTD) 21.02.2013, resumen EPODOC, resumen WPI; figuras.	1-3
Y	CN 103712685 A (UNIV ZHEJIANG TECHNOLOGY) 09.04.2014, resumen EPODOC, resumen WPI; figuras.	1-3
A	WO 2013158847 A1 (ATONOMETRICS INC) 24.10.2013, resumen; figuras; párrafos 4,5,15,30,44,62,63,83,93; reivindicaciones 21,38.	1-3
A	29 th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Septiembre 2014, Amsterdam, Instituto de Energía Solar; Jonathan Leloux, Luis Narvarte, Loreto González-Bonilla, "A free real-time hourly tilted solar irradiation data Website for Europe", Documento recuperado de internet <URL: http://arxiv.org/abs/1410.1795 > documento: http://arxiv.org/abs/1410.1795 >, [recuperado el 17.12.2014] fecha 03.09.2014, toda la página web.	2-3

Categoría de los documentos citados

X: de particular relevancia
Y: de particular relevancia combinado con otro/s de la misma categoría
A: refleja el estado de la técnica

O: referido a divulgación no escrita
P: publicado entre la fecha de prioridad y la de presentación de la solicitud
E: documento anterior, pero publicado después de la fecha de presentación de la solicitud

El presente informe ha sido realizado

para todas las reivindicaciones

para las reivindicaciones nº:

Fecha de realización del informe
18.12.2014

Examinador
A. López Ramiro

Página
1/5

CLASIFICACIÓN OBJETO DE LA SOLICITUD

G01J1/42 (2006.01)

H02S50/00 (2014.01)

H01L31/042 (2014.01)

Documentación mínima buscada (sistema de clasificación seguido de los símbolos de clasificación)

H02S, H01L

Bases de datos electrónicas consultadas durante la búsqueda (nombre de la base de datos y, si es posible, términos de búsqueda utilizados)

INVENES, EPODOC

Fecha de Realización de la Opinión Escrita: 18.12.2014

Declaración

Novedad (Art. 6.1 LP 11/1986)	Reivindicaciones 1-3	SI
	Reivindicaciones	NO
Actividad inventiva (Art. 8.1 LP11/1986)	Reivindicaciones	SI
	Reivindicaciones 1-3	NO

Se considera que la solicitud cumple con el requisito de aplicación industrial. Este requisito fue evaluado durante la fase de examen formal y técnico de la solicitud (Artículo 31.2 Ley 11/1986).

Base de la Opinión.-

La presente opinión se ha realizado sobre la base de la solicitud de patente tal y como se publica.

1. Documentos considerados.-

A continuación se relacionan los documentos pertenecientes al estado de la técnica tomados en consideración para la realización de esta opinión.

Documento	Número Publicación o Identificación	Fecha Publicación
D01	US 2011282600 A1 (ROESNER ROBERT et al.)	17.11.2011
D02	Universidad Internacional de Andalucía (UIA); 010 - Caracterización y evaluación de la radiación solar por Llanos Mora López y Lourdes Ramírez Santigosa, "Tema 3. Modelos para estimar la radiación solar", Documento recuperado de internet <URL: https://web.archive.org/web/20121210122356/http://ocw.unia.es/ciencias-tecnologicas/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/tema-3 >.	10.12.2012
D03	JP 2013036820 A (FUJI ELECTRIC CO LTD)	21.02.2013
D04	CN 103712685 A (UNIV ZHEJIANG TECHNOLOGY)	09.04.2014
D05	WO 2013158847 A1 (ATONOMETRICS INC)	24.10.2013
D06	29 th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, September 2014, Amsterdam, Instituto de Energía Solar; Jonathan Leloux, Luis Narvarte, Loreto González-Bonilla, "A free real-time hourly tilted solar irradiation data Website for Europe", Documento recuperado de internet <URL: http://arxiv.org/abs/1410.1795 documento: http://arxiv.org/abs/1410.1795 >	03.09.2014

2. Declaración motivada según los artículos 29.6 y 29.7 del Reglamento de ejecución de la Ley 11/1986, de 20 de marzo, de Patentes sobre la novedad y la actividad inventiva; citas y explicaciones en apoyo de esta declaración

Reivindicación 1

El documento más próximo es D01, dicho documento presenta (resumen, figuras, párrafos 4, 9, 15, 16, 19, 24, 25, 27-31) un método de generación de datos de irradiación solar a partir de datos de producción energética de instalaciones solares fotovoltaicas, con las siguientes fases: búsqueda de una relación entre la energía horaria producida por una instalación fotovoltaica, la irradiación solar incidente horaria, y la temperatura de célula (todos estos parámetros se calculan en D01, ver figura 2); traducción de una energía fotovoltaica horaria en un dato de irradiación solar horaria en el plano del generador fotovoltaico (ver figura 2).

La diferencia entre el objeto de la presente solicitud y D01 se basa en que en la reivindicación 1 además, se realizan las fases de: descomposición y translación de la irradiación solar horaria en el plano del generador a otro plano cualquiera donde se desea conocer la irradiación solar; y aplicación de métodos de interpolación lineal para estimar la irradiación solar en un punto cualquier desde los datos de irradiación solar generados en los puntos donde se tiene acceso a datos de generación de energía fotovoltaica.

El efecto de dicha diferencia se basa en calcular una irradiación solar en un punto distinto al punto donde se mide. Se considera que interpolar la irradiación solar de un punto geográfico a otro es conocimiento común general, como se extrae del documento D02 (toda la página web, especialmente la introducción), donde se indica que es sobradamente conocido que "Entre los métodos de estimación de la radiación solar más utilizados podemos destacar:

- Utilizar datos de estaciones cercanas. Esta opción, únicamente es válida si se trata de un terreno llano y la distancia entre estaciones es menor a 10 Km.
- Interpolación de valores a partir de medidas de la radiación solar en otras estaciones. Esta solución, es aplicable cuando la red de estaciones de radiación solar tiene una densidad considerable y dependiendo del tipo de terreno, puede precisarse una densidad de entre 50 y 20 Km de distancia entre estaciones.
- Modelos de interpolación que tienen en cuenta la topografía. Estos modelos, aun teniendo en cuenta la topografía como dato de entrada, precisan una densidad de estaciones de medida en el orden de los 100 Km.". Por lo tanto se considera que el hecho de realizar una interpolación lineal para estimar la irradiación solar en un punto cualquier desde los datos de irradiación solar generados en los puntos donde se tiene acceso a datos de generación de energía fotovoltaica no aporta de por sí ninguna actividad inventiva a la solicitud.

Además en la fecha de presentación de la solicitud era conocido el documento del mismo campo técnico D03, que presenta (resumen EPODOC, resumen WPI, figuras) un sistema de interpolación de la cantidad de radiación solar para predicción de estos datos, por lo que se realiza una descomposición y translación de la irradiación solar horaria en el plano del aparato de interpolación a otro plano cualquiera donde se desea conocer la irradiación solar.

El efecto de dicha diferencia también se soluciona en D04 (resumen EPODOC, resumen WPI, figuras) ya que mide la irradiación solar en un punto de la instalación y lo interpola a otro punto de la instalación solar; por lo que se realiza una descomposición y translación de la irradiación solar horaria en el plano de un array fotovoltaico a otro plano dentro de la instalación donde se desea conocer la irradiación solar.

Como se ha indicado, el interpolar la irradiación solar de un punto geográfico a otro es conocimiento común general y no aporta actividad inventiva a la solicitud y por lo tanto la reivindicación 1 carece de actividad inventiva a la vista de la combinación de documentos D01 con D03 o D01 con D04.

También se considera relevante mencionar D05 (resumen, figuras, párrafos 4, 5, 15, 30, 44, 62, 63, 83, 93; reivindicaciones 21 y 38), que presenta un sistema de medición y calibración de dispositivos fotovoltaico, donde se indica que es sobradamente conocido en el estado de la técnica el interpolar resultados de medición.

Por lo mencionado, la reivindicación 1 presenta novedad (Artículo 6 LP) pero carece de actividad inventiva (Artículo 8 LP).

Reivindicaciones 2-3

En D01 (resumen, figuras, párrafos 4, 9, 15, 16, 19, 24, 25, 27-31; reivindicaciones 9, 18, 29 y 39) se realiza un análisis mediante el equipamiento apropiado para conseguir los datos de energía medidos (20). En D01 no se efectúa el envío de los datos, sin embargo, se considera sobradamente conocido en el estado de la técnica el envío de datos mediante GPRS o por Internet para un experto en la materia. Este aspecto no aporta de por sí actividad inventiva a la solicitud. En D02 (resumen WPI, resumen EPODOC) también se hace uso de una base de datos.

En D01 se permite medir los datos de producción energética de las propias instalaciones fotovoltaicas, se almacenan en una base de datos y necesariamente se procesan por un motor de cálculo.

Sin embargo, no se indica que se incorporen contadores inteligentes equipados de un sistema telemático ni se transmiten por GPRS desde dichos contadores inteligentes hasta un servidor de Internet, así como que el hecho de almacenarlos en una base de datos y procesarlos por un motor de cálculo sea ejecutado desde un servidor de Internet, siendo los resultados facilitados al cliente por un servidor Web. Todos estos elementos se consideran sobradamente conocidos para un experto en la materia y no aportan de por sí actividad inventiva a la solicitud. De hecho, se considera relevante indicar que antes de la fecha de presentación de la solicitud, se ha publicado un servicio web proporcionado por los solicitantes que presenta estas características (D06, toda la página web).

Por lo mencionado, las reivindicaciones 2-3 presentan novedad (Artículo 6 LP) pero carecen de actividad inventiva (Artículo 8 LP).