

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 695 236**

51 Int. Cl.:

H02S 50/10

(2014.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **22.05.2015** **E 15168785 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **08.08.2018** **EP 2950446**

54 Título: **Procedimiento para la detección del grado de suciedad de módulos PV**

30 Prioridad:

27.05.2014 DE 102014107417

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

02.01.2019

73 Titular/es:

SKYTRON ENERGY GMBH (100.0%)
Franz-Ehrlich-Strasse 9
12489 Berlin, DE

72 Inventor/es:

HOFFMANN, HENDRIK y
BATISTA, AGUSTIN JAVIER CARRETERO

74 Agente/Representante:

INGENIAS CREACIONES, SIGNOS E
INVENCIONES, SLP

ES 2 695 236 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 para la detección del grado de suciedad de módulos PV

5 La invención se refiere a un procedimiento para la detección del grado de suciedad de módulos PV.

La suciedad de módulos PV reduce el grado de eficiencia y, por tanto, la potencia eléctrica que se desea obtener con una irradiación solar dada. Por ello, puede ser de interés limpiar los módulos fotovoltaicos o tener en cuenta la suciedad para pronósticos de la instalación PV. Para ambos casos resulta útil conocer el grado de suciedad.

10 El documento US 2008/272279 A1 se refiere a un procedimiento y un dispositivo para la muestra del estado de un panel solar. A este respecto, en el procedimiento se evalúan señales de estado de funcionamiento del panel solar que comprenden en particular una señal de iluminación y una señal de envejecimiento. Además, se utiliza una señal de potencia del panel solar que indica la potencia real emitida del panel solar para calcular una estimación de potencia como respuesta a las señales de estado de funcionamiento. Esta estimación de potencia representa la potencia esperada que debe emitir el panel solar. Además, por medio del procedimiento se proporciona una señal de aviso que depende de una diferencia entre la señal de potencia y la estimación de potencia.

20 La invención se basa en el objetivo de mejorar la detección del grado de suciedad de módulos PV.

Este objetivo se resuelve con las características de la reivindicación 1. Perfeccionamientos ventajosos de la invención se definen en las reivindicaciones dependientes.

25 De acuerdo con la invención, un procedimiento para la detección del grado de suciedad de módulos PV de una cadena comprende las siguientes etapas:

- determinación de las divergencias de los valores de potencia de cadena de un valor de referencia calculado en el último año;
- cálculo de una línea de tendencia histórica a partir de las divergencias;
- 30 - cálculo de una diferencia máxima entre la línea de tendencia y las divergencias;
- cálculo de divergencias finales de los valores de potencia mediante sustracción de la diferencia máxima de la línea de tendencia; y
- cálculo del grado de suciedad mediante sustracción de las divergencias finales de las divergencias.

35 El procedimiento de acuerdo con la invención se basa en la determinación de las divergencias de los valores de potencia de cadena de un valor de referencia calculado o valores de referencia calculados. Dado que se utiliza directamente el módulo PV o sus potencias de cadena y no aparatos de medición adicionales, el procedimiento es muy exacto e independiente de tecnologías modulares o de sensores. Además, los datos de monitorización de cadena están disponibles de manera sencilla, exacta y con elevada resolución temporal. Con el grado de suciedad calculado, se pueden establecer ciclos de limpieza, lo cual es ventajoso en particular en zonas con escasez de agua, dado que se puede reducir así a un mínimo el agua requerida para la limpieza.

45 El procedimiento puede basarse en valores diarios. Esto significa que el cálculo de los índices de suciedad tiene una resolución de un día. Los valores medidos sobre los que se basa como, por ejemplo, la potencia de cadena, pueden tener una resolución menor, por ejemplo, de un minuto. La resolución de un día es suficiente y permite una determinación de los índices de suciedad después de un día transcurrido o tras una puesta de sol, cuando ya no tienen que procesarse otros valores medidos.

50 Puede utilizarse un sensor de irradiación para el cálculo de los valores de potencia de cadena. Con el sensor, se puede comparar el cálculo de potencia y/o el cálculo del valor de referencia, lo que eleva la fiabilidad del procedimiento.

Se puede calcular y tener en cuenta un desplazamiento temporal de los valores de potencia de cadena por errores de alineación del sensor de irradiación. Esta calibración eleva la precisión del procedimiento.

55 Se pueden calcular y tener en cuenta errores de medición por envejecimiento del sensor de irradiación mediante comparación de todos los días sin nubes observados hasta el momento. Con esta etapa, se puede reconocer y calcular y calibrar la desviación que se genera por el envejecimiento de tal modo que no se produzca una distorsión de los resultados de medición.

60 Pueden utilizarse valores de potencia de cadena de un intervalo de tiempo de una hora en torno al ángulo de elevación máximo del sol. En este intervalo de tiempo, los valores son estables y fiables debido a la elevada irradiación.

65 Se pueden descartar los valores de potencia de cadena si una potencia de salida de un inverter de la cadena sobrepasa un valor umbral, siendo el valor umbral mayor del 95 por ciento y menor del 100 por cien de una potencia

de salida nominal del inverter. Con ello se excluye la posibilidad de un denominado "inverter clipping" en el que el inverter funciona por encima o al borde de su capacidad nominal, lo que puede provocar estados de funcionamiento inestables y, con ello, imprecisos para el procedimiento. El descarte puede realizarse de tal modo que ese día no es contemplado para el cálculo de la suciedad de módulo.

Los valores de potencia de cadena se pueden descartar si una irradiación media medida se diferencia en un valor umbral de una irradiación simulada, situándose el valor umbral entre el 5 por ciento y el 25 por ciento. En este caso, se excluyen días en los que la irradiación solar no es suficientemente elevada para un procedimiento seguro y preciso.

Los valores de potencia de cadena pueden descartarse si una diferencia entre dos valores de irradiación medidos de manera temporalmente consecutiva sobrepasa un valor umbral, situándose el valor umbral entre 100 vatios por m² y 300 W por m². En este caso, se excluyen días en los que la irradiación solar no es suficientemente estable para un procedimiento seguro y preciso.

Los valores de potencia de cadena pueden descartarse si una potencia de salida de un inverter de la cadena se ha limitado, por ejemplo, por un defecto o desajuste. En estos casos, la exactitud está reducida, de tal modo que no se utilizan estos valores o los intervalos de tiempo para estos valores.

Se puede tener en cuenta el tiempo de funcionamiento total del módulo PV, es decir, desde la puesta en marcha hasta el momento actual. Esto tiene la ventaja de que el procedimiento es más exacto debido a la base de datos mejorada.

Se puede calcular el grado de suciedad al menos de una cadena. En relación con una instalación PV, es decir una planta de energía regenerativa, de esta manera pueden contemplarse determinadas partes, sobre la base de cadenas individuales, o toda la planta de energía, sobre la base de todas las cadenas.

A continuación, se describe con más detalle la invención con ayuda de los dibujos, muestran:

la Figura 1, una representación esquemática de una planta de energía PV;
la Figura 2, un diagrama para el cálculo de un desplazamiento temporal de los valores de potencia de cadena por errores de alineación de un sensor de irradiación;
la Figura 3, un diagrama de una representación temporal del procedimiento;
la Figura 4, un diagrama que representa un "inverter clipping";
la Figura 5, un diagrama de una irradiación solar de un día;
la Figura 6, un diagrama para la representación de irradiación elevada y estable;
la Figura 7, un diagrama que representa una normalización de temperatura de la potencia;
la Figura 8, un diagrama que representa una normalización de irradiación de la potencia;
la Figura 9, un diagrama que representa el cálculo de la divergencia de potencia;
la Figura 10, un diagrama de la divergencia histórica de la potencia de cadena;
la Figura 11, un diagrama de la divergencia histórica de la potencia de cadena tras un primer filtrado;
la Figura 12, un diagrama de la divergencia histórica de la potencia de cadena tras un segundo filtrado;
la Figura 13, un diagrama de la divergencia histórica de la potencia de cadena con una media del último año;
la Figura 14, un diagrama de la media del último año de la divergencia de la potencia de cadena con una línea de tendencia;
la Figura 15, un diagrama de la degradación modular y de los índices de la suciedad de módulo.

Los dibujos sirven únicamente para la explicación de la invención y no la limitan. Los dibujos y las partes individuales no están representados necesariamente a escala. Las mismas referencias designan partes iguales o similares.

La figura 1 muestra una planta de energía fotovoltaica 1 con varios módulos solares 2. Los módulos solares 2 están dispuestos en cadenas o hileras 3. Para ello, están conectados varios módulos solares 2 unos tras otros. Varias cadenas 3 pueden estar agrupadas en zonas lógicamente y/o por medio de técnicas de conexión.

Cada cadena 3 conduce a una caja de conexiones de generador 4 o punto de conexión similar para la cadena 3. En este caso, a cada caja de conexiones de generador 4 está asociada una cadena 3, también pueden estar conectadas varias cadenas 3 a una caja de conexiones de generador 4. La caja de conexiones de generador 4 no tiene por qué ser una unidad independiente, sino que también puede ser parte componente, por ejemplo, una pletina, unidad constructiva o rutina de software para procesamiento de señales, de otra unidad eléctrica y/o electrónica.

Las cajas de conexión de generadores 4 están conectadas con inversores o convertidores de potencia 5. Los inversores 5 convierten la corriente continua generada por los módulos solares 2 en corriente alterna. En este caso, dos cajas de conexión de generadores 4 están conectadas con un inversor 5. Esta relación puede elegirse de otra manera en función de la instalación, los componentes utilizados, etc.

Los inversores 5 están agrupados en un bloque de planta de energía 6 y/o están conectados con un punto de transferencia de red 6. El punto de transferencia 6 está conectado en el lado de salida con la red eléctrica o red.

Las conexiones explicadas anteriormente entre los módulos solares 2, las cajas de conexión de generadores 4, los inversores 5 y/o el punto de transferencia 6 son en primera línea conexiones para la transmisión de energía. Además, por medio de estas conexiones y/o otras conexiones pueden transmitirse informaciones. Estas informaciones pueden ser informaciones explícitas como, por ejemplo, datos de control, datos de funcionamiento, etc., o informaciones que están contenidas en la transmisión de energía y son extraídas.

Una unidad de control u ordenador 7 recoge valores medidos de los canales de medición 3. Los valores medidos se alimentan a la unidad de control 7 por medio de cables de señal 8. En la figura 1, se muestran varios cables de señal de los módulos solares 2, las cajas de conexión de generadores 4, los inversores 5 y el punto de transferencia 6. Otros cables de señal a los otros módulos solares 2, las cajas de conexión de generadores 4 y el inversor 5 no están representados en aras de una mayor claridad. También puede utilizarse únicamente un solo tipo de cable de señal 8, por ejemplo, a las cajas de conexión de generadores 4.

En las cajas de conexión de generadores 4 y/o los inversores 5 se registran valores de potencia de cadena de las cadenas individuales. Los valores de potencia de cadena caracterizan la potencia eléctrica generada por cadena, en particular la potencia activa. Los valores de potencia de cadena se miden regularmente, por ejemplo, en un ciclo de un minuto o de algunos minutos, por ejemplo, de cinco o diez minutos.

La unidad de control 7 procesa o valida los valores medidos en función de la posición de sol. Un control o regulador 9 de planta de energía que vigila y ajusta los procesos de funcionamiento de la planta de energía fotovoltaica 1 está conectado con la unidad de control 7 de tal modo que pueden intercambiarse valores medidos, informaciones, resultados y otros datos. La unidad de control 7 puede estar realizada como componente del control de planta de energía 9 en hardware y/o software.

En la unidad de control 7 y/o el control de planta de energía 9 se realiza el procedimiento descrito a continuación para la detección del grado de suciedad de módulos PV 2 de una cadena 3. El procedimiento también puede realizarse en otra unidad que, por ejemplo, esté separada espacialmente de la planta de energía fotovoltaica 1. Los valores medidos se transmiten después mediante conexiones alámbricas y/o inalámbricas desde la planta de energía fotovoltaica 1 a la unidad.

A continuación, se describe con más detalle el procedimiento para la detección del grado de suciedad de módulos PV 2 de una cadena 3.

El procedimiento se basa en el cálculo o determinación de las divergencias de los valores de potencia de cadena respecto a un valor de referencia calculado o valores de referencia calculados. La potencia de cadena medida se basa en mediciones exactas de corriente y tensión que se realizan cada minuto. La normalización de la potencia STC estandarizada a las condiciones meteorológicas medidas se utiliza para los valores calculados o simulados de referencia. Datos o valores medidos del sensor de irradiación son validados o compensados antes del uso. Esto puede comprender una compensación de una alineación errónea y/o divergencias por envejecimiento. El cálculo de los índices de suciedad definitivos se realiza en condiciones ambientales apropiadas dentro de los límites de funcionamiento del modo inverter MPP. Después se aplica un algoritmo de filtro temporal preciso para posicionar dentro de días claros seleccionados la ventana temporal óptima para el cálculo.

En primer lugar, se calcula un desplazamiento temporal de los valores de potencia de cadena por errores de alineación de un sensor de irradiación. Esto se describe con ayuda de la figura 2. La figura 2 es una representación combinada de la irradiación en W/m^2 y de la corriente de cadena indicada en A en un intervalo de tiempo de una hora en el mediodía.

De una curva de la irradiación 10, se calcula un polinomio aproximado 11 con una irradiación máxima 12 aproximadamente a las 11:00 horas. De una curva de la corriente de cadena 13, se calcula un polinomio aproximado 14 con una corriente máxima 15 aproximadamente a las 11:47 horas. Estos dos valores máximos están desplazados entre sí en un periodo de tiempo t que en este caso es de siete minutos. Este periodo de tiempo o duración se basa en una alineación errónea horizontal del sensor.

La siguiente fórmula describe el retardo temporal:

$$\text{Retardo}_{\text{SENSOR}} [\text{minutos}] = \text{Tiempo}_{\text{MÁX. RADIACIÓN}} - \text{Tiempo}_{\text{MÁX. CORRIENTE DE RANGO}}$$

Siendo $\text{retardo}_{\text{sensor}}$ el retardo temporal, $\text{tiempo}_{\text{máx. radiación}}$ el momento de la irradiación máxima y $\text{tiempo}_{\text{máx. corriente de rango}}$ el momento de la corriente de cadena máxima.

La figura 3 muestra el desarrollo temporal del procedimiento. La irradiación está registrada en W/m^2 a lo largo del

día, es decir, desde las cero a las veinticuatro horas. Cada día, tras la puesta de sol se comprueba si este día cumple las condiciones que se describen a continuación para ser utilizado para el cálculo de la divergencia de la potencia de cadena o de los valores de potencia de cadena.

- 5 La comprobación tiene lugar en un momento 16, que en este caso se corresponde con las 22:30 horas de la hora local de la planta de energía 1. Esto corresponde a la siguiente fórmula.

$$\text{Tiempo de revisión}_{\text{DÍA CIELO DESPEJADO}} = 22:30:00 \text{ (hora local)}$$

- 10 Correspondiéndose el tiempo de revisión_{día cielo despejado} con el momento de comprobación para un día de cielo claro.

Además, en la figura 2 se puede extraer un intervalo de tiempo 17 de, por ejemplo, una hora en torno al ángulo de elevación máximo del sol para el registro y/o consideración de los valores medidos. En este intervalo 17 imperan condiciones de irradiación óptimas. El tiempo de inicio 18 para la ventana temporal o intervalo 17 se calcula con ayuda de la siguiente fórmula, que tiene en cuenta el retardo temporal del sensor anteriormente calculado.

15

$$\text{Tiempo}_{\text{NTW}}^{\text{de inicio}} = \text{Tiempo}_{\text{MEDIODÍA SOLAR}} + \text{Retardo}_{\text{SENSOR}} - 30 \text{ minutos}$$

- 20 Correspondiendo tiempo_{de inicio NTW} al momento de inicio 18 del intervalo 17 y tiempo_{mediodía solar}, al ángulo de elevación máximo del sol.

El día comprobado o que se debe comprobar se descarta si la planta de energía 1 o su potencia de salida ha sido desajustada o componentes de la planta de energía 1 están defectuosos. Solo cuando la potencia de salida del inverter 5 o de los inverter o de la planta de energía 1 se sitúan sobre un valor umbral de potencia que tiene una magnitud de, por ejemplo, más del 90%. El valor umbral de potencia debe situarse lo más cerca posible del valor máximo posible.

25

El día comprobado también se descarta si el inverter 5 de la cadena 3 se aproxima a su potencia de salida nominal. Esto provoca que una potencia de salida de un inverter 5 de la cadena 3 sobrepase un valor umbral, ante lo que se descartan los valores de potencia de cadena de esta cadena 3 o todos los valores medidos de la planta de energía 1. El valor umbral debe ser preferentemente menor del 100 por cien de una potencia de salida nominal del inverter 5. Preferentemente, el valor umbral es mayor de 95 en porcentaje y menor del 100 por cien de una potencia de salida nominal del inverter 5. La siguiente fórmula describe este criterio.

30

$$\text{Potencia}_{\text{inverter}} < \text{Potencia}_{\text{inverter}}^{\text{nominal}} * x$$

35

Siendo potencia_{inverter} la potencia de salida del inverter 5; potencia_{nominal inverter}, la potencia de salida nominal del inverter 5, y x, el valor umbral.

- 40 Este efecto, que se conoce como “inverter clipping”, aparece cuando los módulos emiten una potencia mayor que su potencia STC estandarizada indicada. Esta potencia se define en condiciones normales, por ejemplo, para irradiaciones sobre 1000 W/m² y temperaturas de módulo por debajo de 25°C.

En la figura 4 se muestra un ejemplo. En él, se representa una línea característica de irradiación 19 en W/m² y una línea característica de potencia 20 del inverter 5 en kW. A la izquierda, está representado un día con “clipping” o saturación de la línea característica de potencia 20 sobre la base de irradiación elevada. El día de la derecha con menor irradiación muestra una línea característica lisa 20. El día de la izquierda se descarta, mientras que el día de la derecha se examina.

45

En el siguiente paso, se simula la irradiación directa media medida durante un día claro durante el ángulo de elevación máximo del sol (E_{t, max}). A este respecto, se tienen en cuenta la intensidad de la radiación solar sobre la atmósfera terrestre (E_s), la extensión geográfica φ de la planta de energía 1, el ángulo de inclinación β del módulo 2, el ángulo de inclinación de la Tierra (δ) y el ángulo horario del sol (ω). La siguiente fórmula describe la relación.

50

$$E_{t, \max} = E_s * [\cos(\Phi - \beta) * \cos \delta * \cos \omega + \sin(\Phi - \beta) * \sin \delta]$$

55

La figura 5 muestra un ejemplo de una irradiación de un día claro. En él, la irradiación está indicada en W/m² a lo largo de un día. La curva 21 representa la irradiación media medida de una célula de referencia. La curva 22

muestra la irradiación simulada y la curva 23 indica la diferencia entre valor medido y simulación.

El día o los valores de potencia de cadena se descartan si la irradiación media medida se diferencia en un valor umbral de la irradiación simulada, situándose el valor umbral entre el 5 por ciento y el 25 por ciento. Así, se descarta el día comprobado si la irradiación solar no es suficientemente elevada.

El día se descarta si la irradiación solar no es suficientemente estable. Esto se representa en la figura 6. En ella, los valores de irradiación de dos días están registrado por horas del día. La curva 24 de un día nublado muestra un desarrollo inestable, mientras que la curva 25 de un día claro muestra un desarrollo estable que es adecuado para otro cálculo.

De acuerdo con la fórmula

$$\sum_{i=1}^{60} |G_i - G_{i-1}| < y \text{ W/m}^2$$

la suma de todas las diferencias absolutas entre las irradiaciones solares medidas G_i en cada minuto del intervalo de tiempo de mediodía 17 y del minuto anterior G_{i-1} debe situarse bajo un valor umbral y . El valor umbral y se sitúa entre 100 vatios por m^2 y 300 W por m^2 .

Si el día comprobado no cumple todos o al menos una determinada selección de los criterios o condiciones anteriores, se descarta el día y se realiza una observación del siguiente día o se prosigue la búsqueda de un día claro. Como día claro se puede designar en este caso el día en el que se cumplen todos los criterios anteriores o al menos una cierta selección de ellos.

Si el día cumple todos los criterios, se calcula o determina una divergencia del valor de potencia de cadena. Este cálculo se realiza preferentemente cada minuto en el intervalo de tiempo 17.

Si el inverter 5 no se encuentra en el MPP (maximum power point), el correspondiente minuto se descarta. La corriente de cadena media debe ascender, de acuerdo con la siguiente fórmula

$$I_{\text{rango}} > 1 \text{ A}$$

a más de 1 amperio.

A continuación, se calcula la potencia efectiva de cadena como producto de la corriente de cadena medida y de la tensión de cadena medida en el primer minuto del intervalo 17 de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$P_{MPP, \text{real}} = I_{\text{rango}} * V_{\text{rango}}$$

La potencia nominal de cadena PSTC se calcula como el producto de la potencia de módulo $P_{\text{módulo STC}}$, el número de los módulos n conectados en serie y el número de las cadenas conectadas en paralelo en un canal de medición p . Esto se refleja en la siguiente fórmula.

$$P_{STC} = P_{STC}^{\text{módulo}} * n * p$$

Sobre la base de la potencia normal de cadena P_{STC} , se calcula la potencia de cadena con temperatura de módulo medida $P_{T_{\text{mod STC}}}$ de la siguiente manera.

$$P_{STC}^{T_{\text{mod}}} = P_{STC} * [1 + \gamma * (T_{\text{mod}} - 25^\circ\text{C})]$$

Siendo T_{mod} la temperatura de módulo e γ el coeficiente de temperatura de la potencia de módulo.

En la figura 7 están registradas las curvas en vatios o $^\circ\text{C}$ respecto a las horas del día. La potencia nominal de cadena P_{STC} está representada como curva 26 y la temperatura de módulo medida T_{mod} está representada como curva 27. La potencia de cadena normalizada en temperatura $P_{T_{\text{mod STC}}}$ está representada como curva 28.

La irradiación medida G_t se ajusta mediante compensación con la desviación media del sensor que se debe a envejecimiento. Se aplica un índice calculado o simulado de 0,08335% por año. Con ello, se calcula la irradiación compensada $G_{t,comp}$ a:

$$G_{t,comp} = G_t * (1 + 0,08335 * \text{años})$$

La potencia de cadena bajo la irradiación medida se simula sobre la base de la potencia de cadena normalizada en temperatura P_{Tmod_STC} y teniendo en cuenta la irradiación compensada $G_{t,comp}$. De acuerdo con la siguiente fórmula, se obtiene la potencia de cadena bajo la irradiación medida $P_{MPP, sim}$ en:

$$P_{MPP, sim} = P_{STC}^{T_{mod}} * \frac{G_{t,comp}}{1000 \text{ W/m}^2}$$

En la figura 8 están registradas las potencias en W y la irradiación in W/m² por horas del día. La curva 28 muestra, como en la figura 7, la potencia de cadena normalizada en temperatura P_{Tmod_STC} y la curva 29, la irradiación compensada $G_{t,comp}$. La potencia resultante de ello bajo la irradiación medida $P_{MPP, sim}$ está representada como curva 30.

En otra etapa, la divergencia de la potencia de cadena desviación P_{MPP} se calcula como relación entre la potencia efectiva de cadena $P_{MPP, real}$ y la potencia de cadena simulada bajo la irradiación medida $P_{MPP, sim}$ de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$Desviación_P_{MPP} [\%] = \left(1 - \frac{P_{MPP, real}}{P_{MPP, sim}} \right) * 100$$

Los resultados aparecen representados en la figura 9, estando representada la potencia de cadena bajo la irradiación medida $P_{MPP, sim}$ como curva 30 y la potencia efectiva de cadena $P_{MPP, real}$ como curva 31. La divergencia de la potencia de cadena desviación P_{MPP} en porcentaje está representada como curva 32.

La desviación media de los valores de potencia de cadena desviación $P_{MPP, media}$ dentro del intervalo 17 se calcula teniendo en cuenta el número de minutos n en los que el inverter 5 macha en el MPP. La siguiente fórmula ofrece la base para el cálculo.

$$Desviación_P_{MPP, media} [\%] = \frac{\sum_{i=1}^n Desviación_P_{MPP, i}}{n}$$

Para cada día aceptado, se calcula una divergencia media del valor de potencia de cadena desviación $P_{MPP, media}$ y se registra a lo largo del tiempo junto con los valores pasados como se representa en la figura 10. Se puede observar que están presentes algunos valores muy altos o valores atípicos. Estos valores se basan en condiciones de nieve u otros trastornos y deben ser descartados antes del siguiente cálculo.

En este caso, se eliminan todos los valores que se sitúan en torno a un valor umbral z en porcentaje sobre el valor cero. Únicamente se tienen en cuenta valores más bajos. La fórmula de esta etapa es la siguiente:

$$Desviación_P_{MPP, media} < y$$

El valor de y puede ajustarse a las condiciones de la planta de energía, a los valores medidos y/o a la resolución deseada o precisión. Preferentemente, el valor de y se sitúa entre el 20 y el 50 por ciento. El resultado de este filtrado aparece representado en la figura 11.

De los valores filtrados, de acuerdo con las siguientes fórmulas, se calcula la desviación media μ y la desviación estándar σ teniendo en cuenta los restantes días claros n .

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Desviación_P}_{MPP, media, i}}{n}$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\text{Desviación_P}_{MPP, media, i})^2}{n}}$$

- 5 Ahora se descartan todos los valores por encima o mayores que la desviación estándar más la desviación media de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$\text{Desviación_P}_{MPP, media} < \mu + \sigma$$

- 10 Como se representa en la figura 12, únicamente se incorporan los valores más bajos.

A partir de los restantes valores, se calcula una nueva curva de desviación. Para cada día claro restante, se calcula la media de los valores pasados solo para el último año teniendo en cuenta los restantes días claros n dentro de este periodo de tiempo.

15

$$\text{Desviación_P}_{\text{ÚLTIMO AÑO}} [\%] = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Desviación_P}_{MPP, media, i}}{n}$$

En la figura 13 aparece representada la nueva curva de desviación P_{ÚLTIMO AÑO} como curva 33. A partir de la figura 13, puede reconocerse una tendencia ascendente de esta curva.

20

Una línea de tendencia histórica desviación_P_{LÍNEA DE TENDENCIA} 34 se calcula a partir de todos los valores medios de desviación 33 del último año. Esta línea de tendencia 34 está representada en la figura 14.

- 25 Una diferencia máxima 35 entre la línea de tendencia 34 y las divergencias 33 se calcula mediante comparación para cada valor de la línea de tendencia 34 con el correspondiente valor divergente 33. La diferencia máxima calculada a este respecto diferencia_{máx} se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\text{Diferencia} = \text{Desviación_P}_{\text{LÍNEA DE TENDENCIA}} - \text{Diferencia}_{\text{ÚLTIMO AÑO}}$$

- 30 A continuación, la divergencia de la potencia de módulo desviación_P_{MÓDULOS} 36 se calcula mediante sustracción de la diferencia máxima diferencia_{máx} 35 de la línea de tendencia histórica desviación_P_{LÍNEA DE TENDENCIA} 34. La siguiente fórmula lo describe.

$$\text{Diferencia_P}_{\text{MÓDULOS}} = \text{Desviación_P}_{\text{LÍNEA DE TENDENCIA}} - \text{Diferencia}_{\text{MÁX}}$$

35

Las curvas están representadas en la figura 14.

Como se representa en la figura 15, se calcula la degradación modular original 37 a partir de la divergencia de la potencia de módulo desviación_P_{MÓDULOS} 36 y el momento 20 de la puesta en marcha de la planta de energía 1. Esto sucede de acuerdo con la siguiente fórmula.

40

$$D_{\text{INICIAL}} [\%] = \text{Desviación_P}_{\text{MÓDULOS, fecha com}}$$

De la ascensión de la curva 36, se calcula el aumento que corresponde al índice de degradación modular anual 38. El índice de degradación modular anual 38 puede calcularse en:

45

$$D_{ANUAL} [\%/a] = \tan^{-1} \left(\frac{Desviación_{P_{MÓDULO}, hoy} - Desviación_{P_{MÓDULO}, fecha com}}{Hoy - fecha com [años]} \right)$$

5 Finalmente, el grado de suciedad 39 de los módulos se calcula mediante sustracción de las divergencias finales o divergencia de la potencia de módulo desviación_P_{MÓDULOS} 36 de las divergencias o de la curva de desviación desviación_P_{ÚLTIMO AÑO} 33. La siguiente fórmula define el grado de suciedad correspondientemente.

$$S_{oling} [\%] = Desviación_{P_{ÚLTIMO AÑO}} - Desviación_{P_{MÓDULOS}}$$

10 En la figura 15 está representado el grado de suciedad 39. El grado de suciedad 39 está registrado para cada día válido. Sobre la base del grado o los grados de suciedad se puede definir, por ejemplo, un ciclo de limpieza para la planta de energía 1.

15 Etapas individuales del procedimiento descrito anteriormente como, por ejemplo, la normalización del sensor, son opcionales. También la secuencia de las etapas puede seleccionarse de otra manera, si es posible, pueden realizarse paralelamente etapas o realizarse un paso implícitamente en otro paso.

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para la detección del grado de suciedad de módulos PV (2) de una cadena (3), con las siguientes etapas:
 - 5 - determinación de las divergencias (33) de los valores de potencia de cadena (31) de un valor de referencia calculado (30) en el último año;
 - cálculo de una línea de tendencia histórica (34) a partir de las divergencias (33);
 - cálculo de una diferencia máxima (35) entre la línea de tendencia (34) y las divergencias (33);
 - 10 - cálculo de divergencias finales (36) de los valores de potencia mediante sustracción de la diferencia máxima (35) de la línea de tendencia (34); y
 - cálculo del grado de suciedad (39) mediante sustracción de las divergencias finales de las divergencias.
2. Procedimiento según la reivindicación 1, estando basado el procedimiento en valores diarios.
- 15 3. Procedimiento según la reivindicación 1 o 2, utilizándose un sensor de irradiación para el cálculo de los valores de potencia de cadena.
4. Procedimiento según la reivindicación 3, calculándose y teniéndose en cuenta un desplazamiento temporal de los valores de potencia de cadena por errores de alineación del sensor de irradiación.
- 20 5. Procedimiento según la reivindicación 3 o 4, calculándose y teniéndose en cuenta errores de medición por envejecimiento del sensor de irradiación mediante comparación de todos los días sin nubes observados hasta el momento.
- 25 6. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones 1 a 5, utilizándose valores de potencia de cadena de un intervalo de tiempo (17) en torno al ángulo de elevación máximo del sol.
7. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones 1 a 6, descartándose los valores de potencia de cadena si una potencia de salida de un inverter (5) de la cadena (3) sobrepasa un valor umbral, siendo el valor
- 30 umbral mayor del 95 por ciento y menor del 100 por cien de una potencia de salida nominal del inverter (5).
8. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones 1 a 7, descartándose los valores de potencia de cadena si una irradiación media medida se diferencia en un valor umbral de una irradiación simulada, situándose el valor umbral entre el 5 por ciento y el 25 por ciento.
- 35 9. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones 1 a 8, descartándose los valores de potencia de cadena si una diferencia entre dos valores de la irradiación medidos de manera temporalmente consecutiva supera un valor umbral, situándose el valor umbral entre 100 vatios por m² y 300 W por m².
- 40 10. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones 1 a 9, descartándose los valores de potencia de cadena si se ha limitado una potencia de salida de un inverter (5) de la cadena (3).
11. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones 1 a 10, contemplándose el tiempo de funcionamiento total del módulo PV (2).
- 45 12. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones 1 a 11, calculándose el grado de suciedad (39) al menos de una cadena (3).

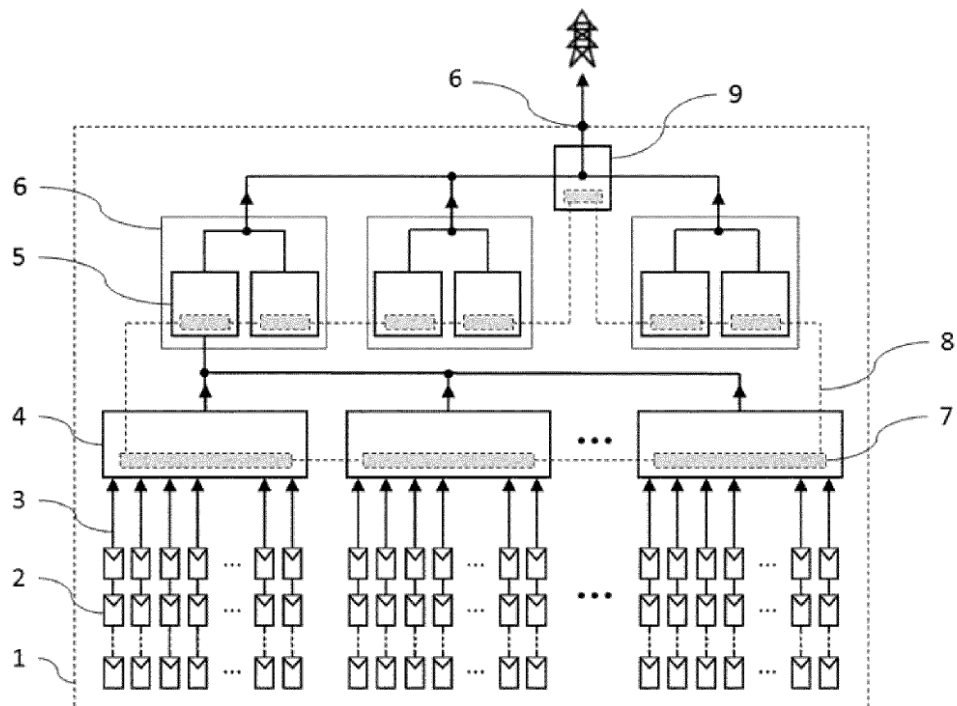


Fig. 1

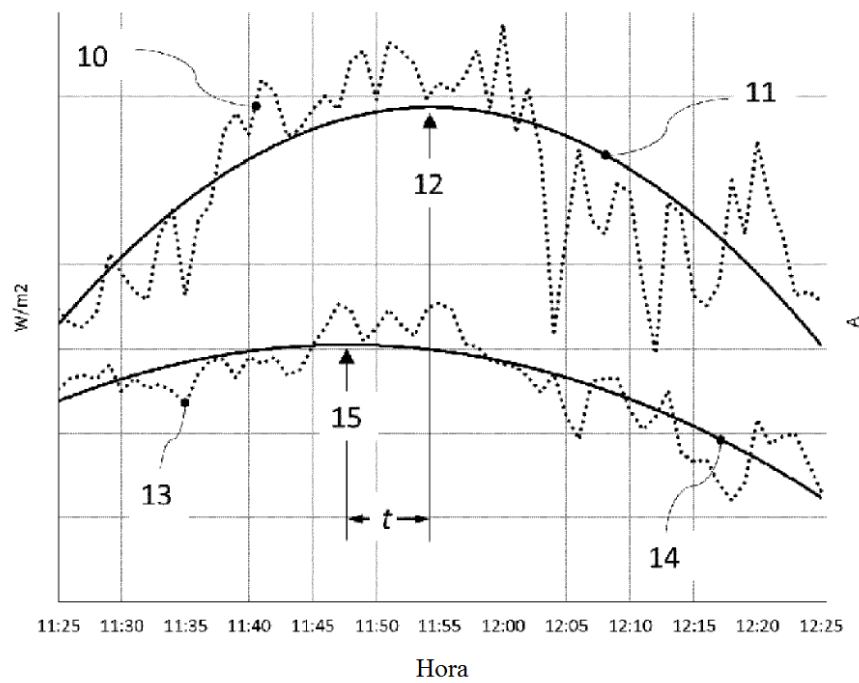


Fig. 2

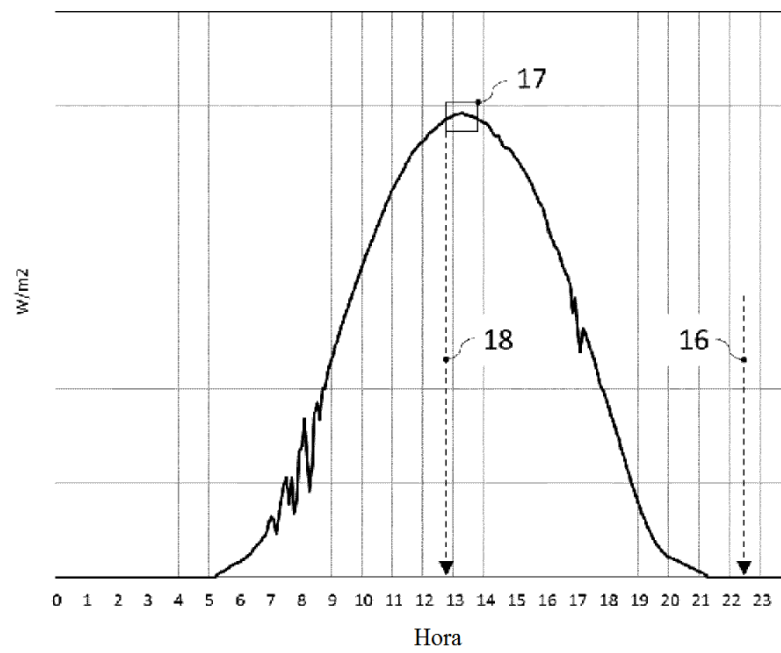


Fig. 3

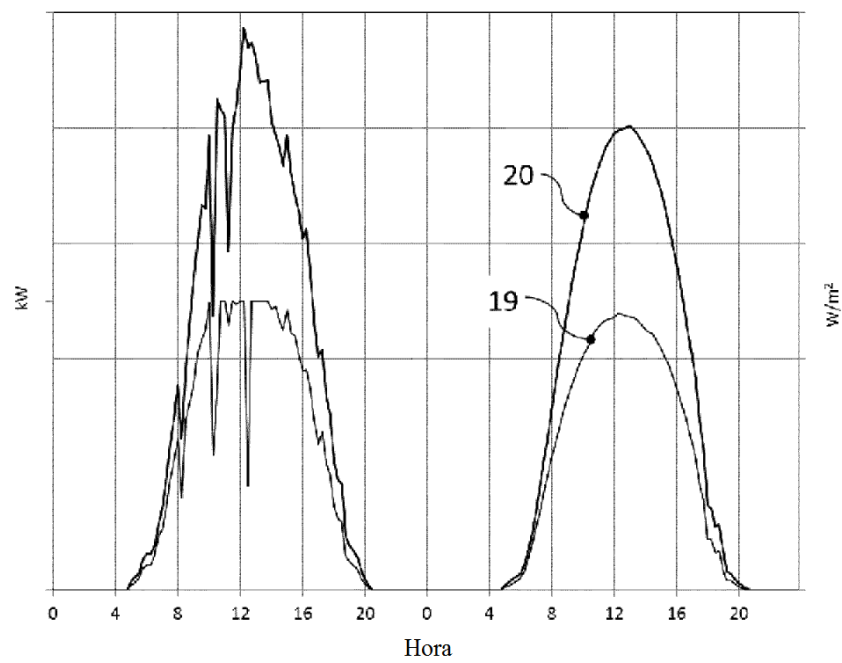


Fig. 4

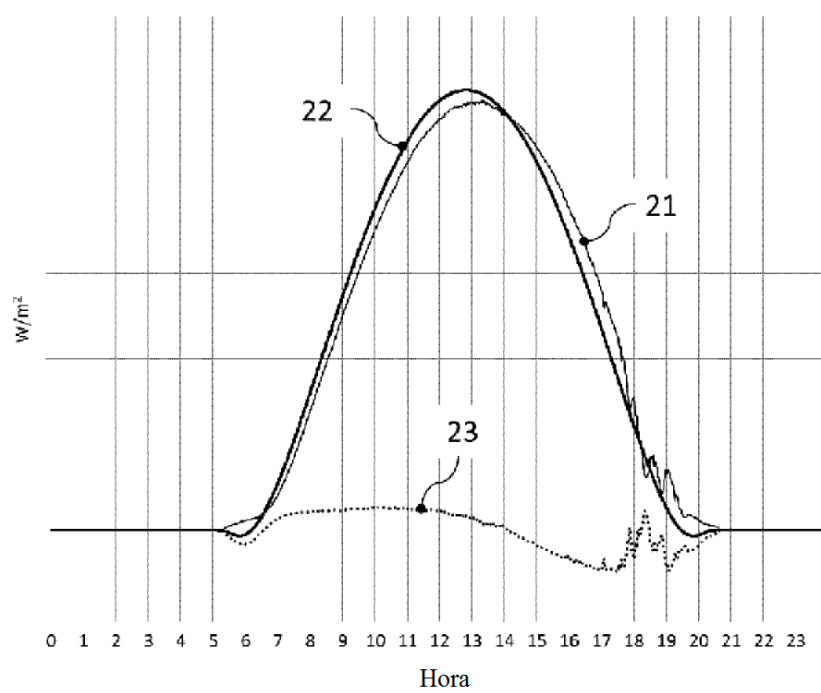


Fig. 5

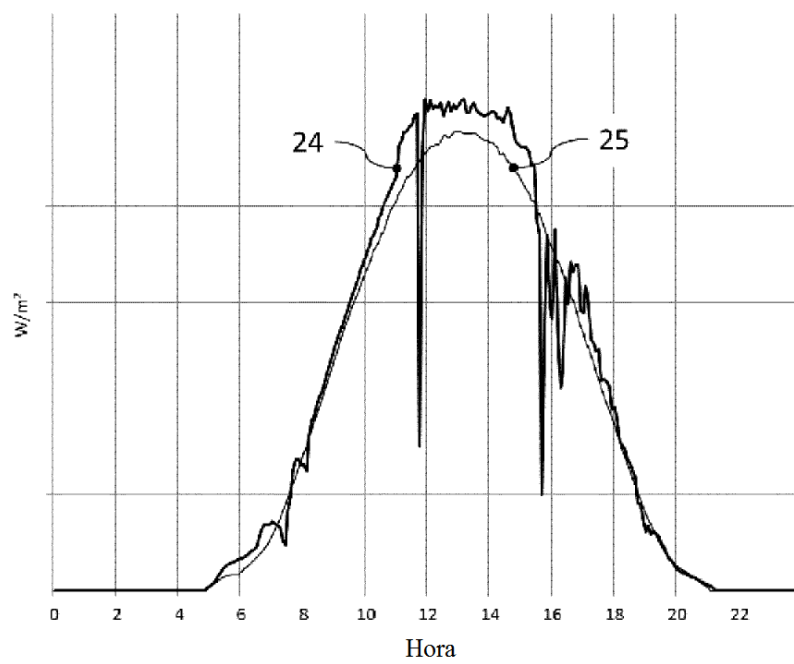


Fig. 6

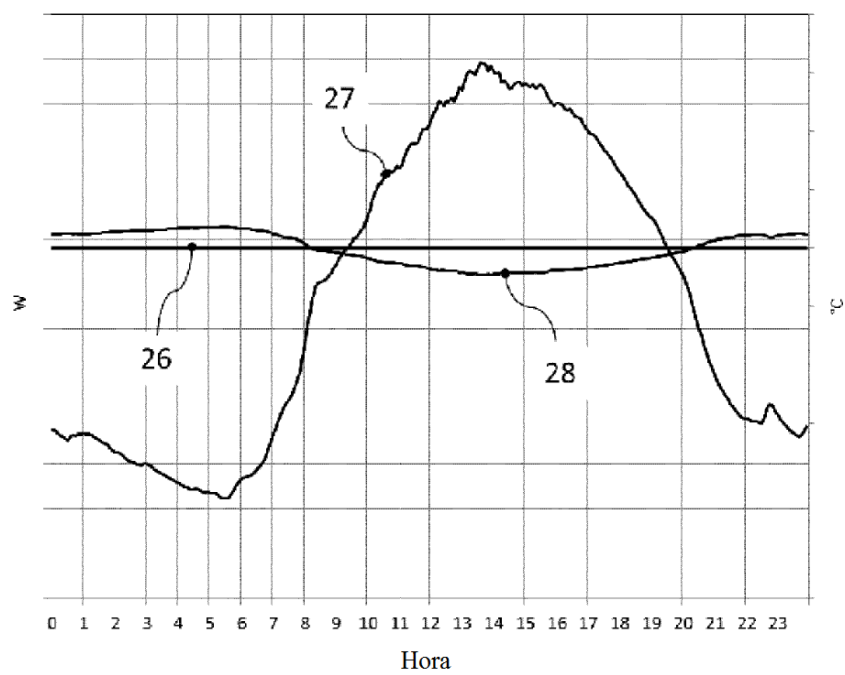


Fig. 7

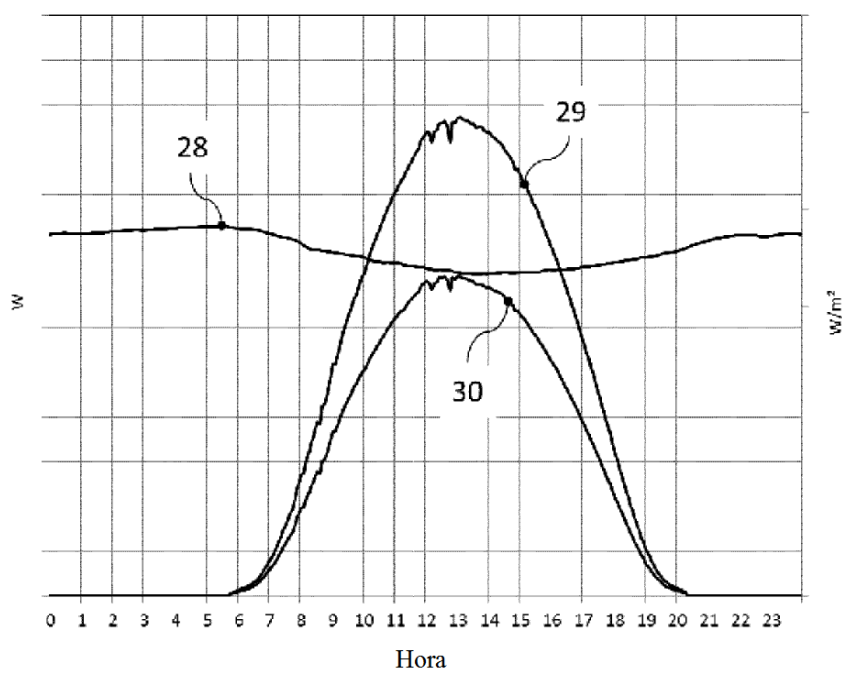


Fig. 8

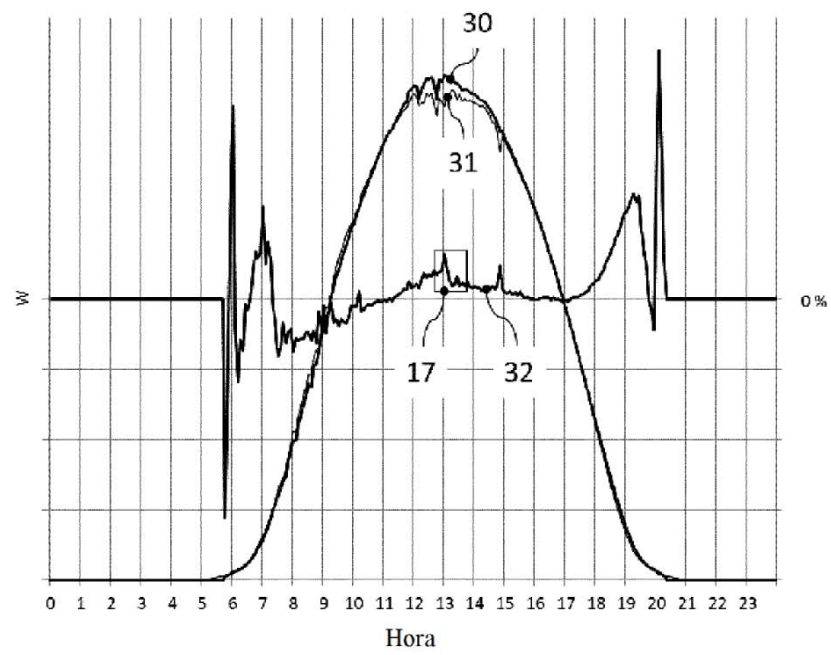


Fig. 9

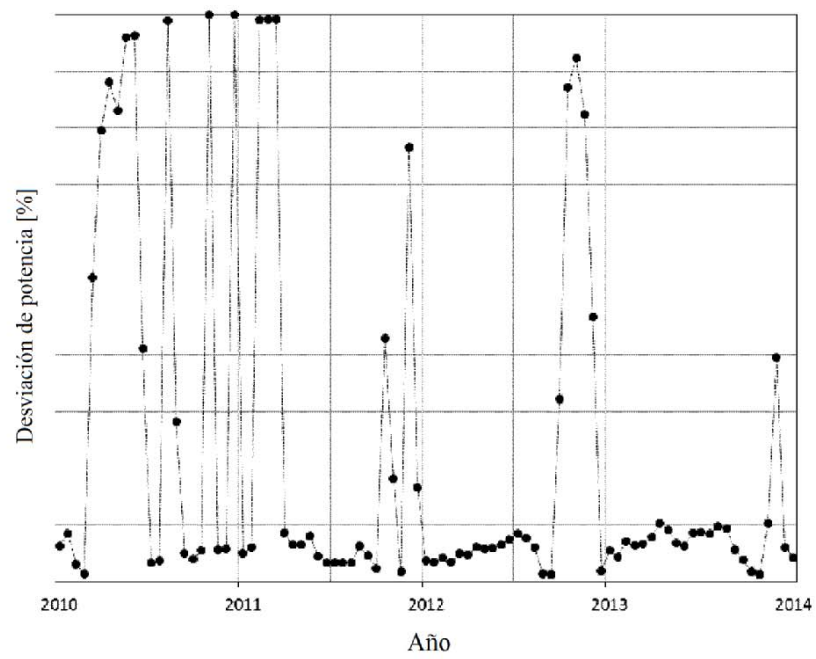


Fig. 10

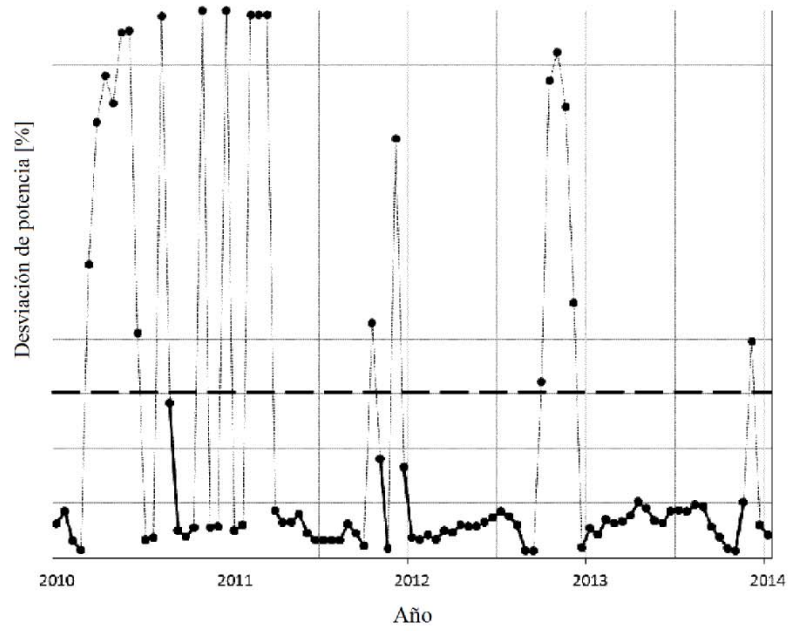


Fig. 11

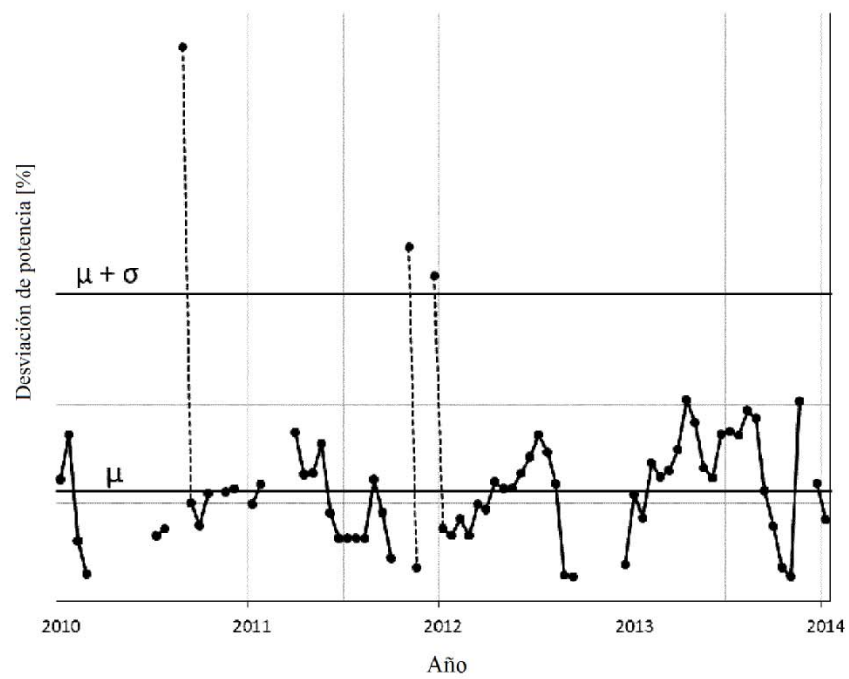


Fig. 12

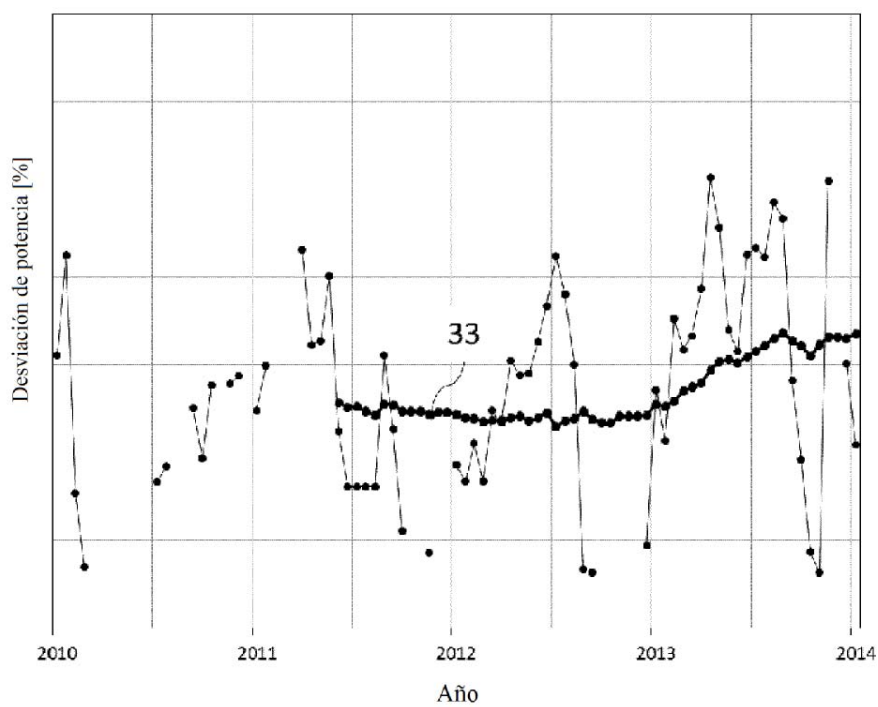


Fig. 13

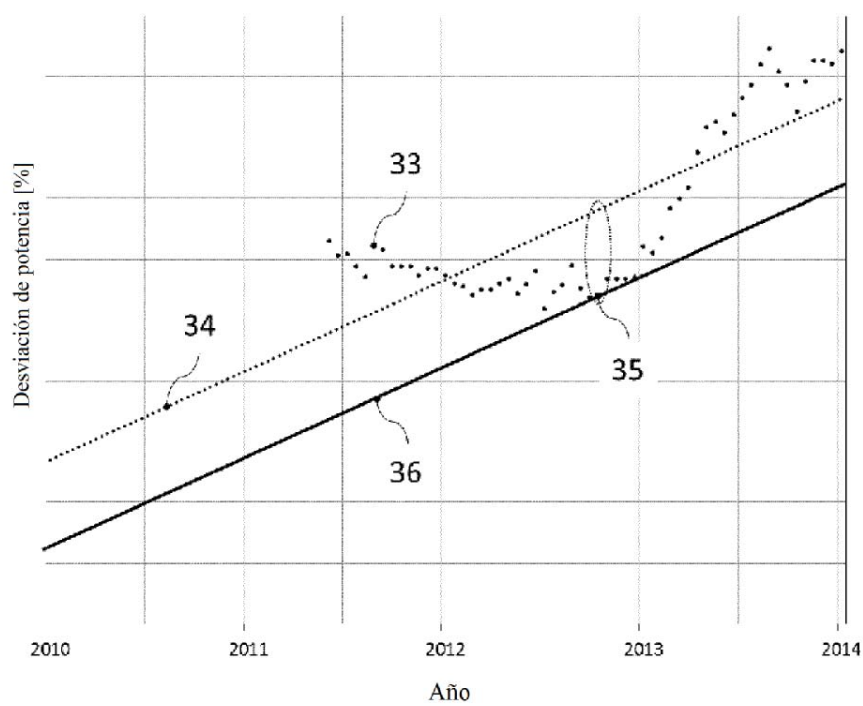


Fig. 14

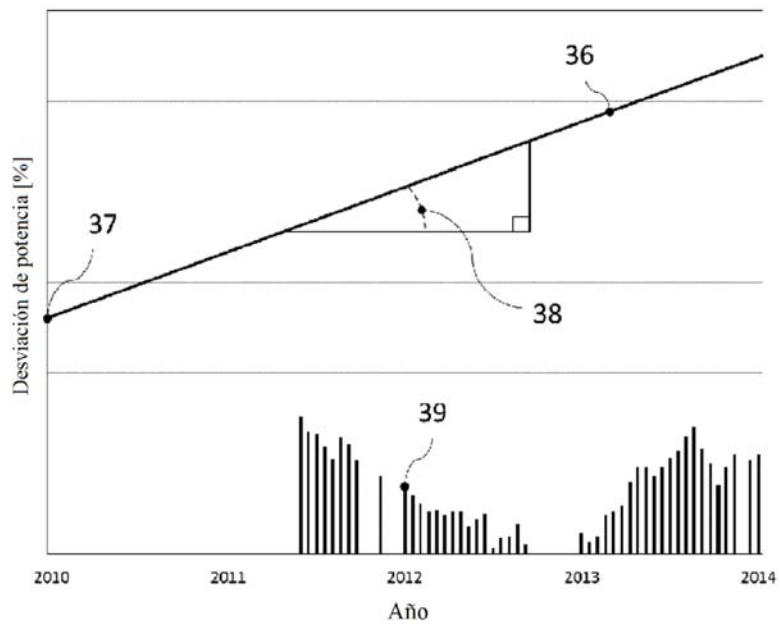


Fig. 15