

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 910 044**

51 Int. Cl.:

H01G 9/20

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **27.12.2016 PCT/JP2016/088848**

87 Fecha y número de publicación internacional: **13.07.2017 WO17119357**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **27.12.2016 E 16883856 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **19.01.2022 EP 3401938**

54 Título: **Elemento fotovoltaico**

30 Prioridad:

06.01.2016 JP 2016001278

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

11.05.2022

73 Titular/es:

**INTERNATIONAL FRONTIER TECHNOLOGY
LABORATORY INC. (100.0%)
Kyodo Tsushin Building, 2-5 Toranomom 2-chome
Tokyo 105-0001, JP**

72 Inventor/es:

**KOMATSU, NOBUAKI y
ITO, TOMOKO**

74 Agente/Representante:

CURELL SUÑOL, S.L.P.

ES 2 910 044 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

Elemento fotovoltaico

5 Campo técnico

La presente invención se refiere a elementos fotovoltaicos.

10 Antecedentes de la técnica

Las denominadas células solares y otros diversos tipos de elementos y dispositivos se han ideado como elementos fotovoltaicos que convierten la energía óptica en energía eléctrica. Los elementos fotovoltaicos se clasifican, a grandes rasgos, en dos; los que utilizan material a base de silicio y los que utilizan material a base de compuestos como material para ejercer el efecto fotovoltaico.

Los elementos que utilizan silicio monocristalino, silicio policristalino, modelo de heterounión, silicio amorfo y silicio policristalino de película delgada son ejemplos típicos de elementos que utilizan material a base de silicio. Por su parte, los elementos que utilizan compuestos del grupo III-V, CIS (que utilizan cobre (Cu), indio (In) y selenio (Se) como componentes principales), CIGS (que utilizan cobre (Cu), indio (In), galio (Ga) y selenio (Se) como componentes principales), CdTe, material sensibilizado por colorante y de película delgada orgánica son ejemplos de elementos que utilizan material a base de compuestos.

Además de los elementos fotovoltaicos descritos anteriormente, hay elementos que utilizan dióxido de silicio, que es un aislante, como material de generación de energía. Esto se basa en un hallazgo de los presentes inventores de que el propio dióxido de silicio ejerce efecto de fotoelectrólisis y efecto fotovoltaico.

Los presentes inventores han descubierto que el cuarzo sintético y el cuarzo fundido, que son dióxidos de silicio, ejercen efecto fotovoltaico, y propusieron una célula solar de dióxido de silicio como material de fotoelectrodo y material de fotocélula (documentos de patente 1 y 2).

Con referencia a la figura 7, se describirá un elemento de generación de energía de tipo tándem utilizando dos capas fotovoltaicas formadas por dióxido de silicio (SiO_2) y óxido de titanio (TiO_2) como un ejemplo de la técnica anterior.

El documento US 2009/293947 A1 divulga un transductor fotoeléctrico que comprende un sustrato transparente a la luz, una capa conductora transparente a la luz proporcionada sobre el sustrato transparente a la luz y una capa semiconductor porosa proporcionada sobre la capa conductora transparente a la luz. La capa semiconductor porosa puede absorber materia colorante y contiene un electrolito. El transductor fotoeléctrico comprende además una capa espaciadora porosa que contiene un electrolito proporcionado sobre la capa semiconductor y una capa de contraelectrolito proporcionada sobre la capa espaciadora porosa.

El documento US 2009/133741 A1 divulga un dispositivo de conversión fotoeléctrica que comprende un cuerpo laminado que comprende un sustrato conductor y una capa de electrodo opuesta, una capa espaciadora porosa que contiene un electrolito, una capa semiconductor porosa que absorbe un colorante y contiene el electrolito y una capa conductora de transmisión de luz, laminadas respectivamente en este orden sobre el sustrato conductor.

El documento US 2014/096813 A1 divulga un elemento de conversión fotoeléctrica que incluye un sustrato transparente, una capa conductora transparente dispuesta sobre el sustrato transparente, una capa de conversión fotoeléctrica dispuesta sobre la capa conductora transparente, una capa aislante porosa dispuesta en contacto con la capa de conversión fotoeléctrica, una capa reflectante dispuesta en contacto con la capa aislante porosa, y una capa de catalizador y una capa contraconductora que están dispuestas sobre la capa reflectante.

El documento EP 2 453 266 A1 divulga una célula solar sensibilizada por colorante que incluye un primer electrodo, una capa de absorción de luz dispuesta en un lado del primer electrodo, un segundo electrodo enfrente al primer electrodo, una capa reflectante de luz dispuesta en un lado del segundo electrodo y un electrolito que rellena entre el primer electrodo y el segundo electrodo. La capa reflectante de luz incluye una pluralidad de películas delgadas que incluyen una primera película delgada de óxido y una segunda película delgada de óxido, presentando la primera película delgada de óxido un índice de reflexión diferente al de la segunda película delgada de óxido, y estando las películas delgadas de óxido primera y segunda apiladas alternativamente. El documento EP 2 685 554 A1 divulga una célula solar de dióxido de silicio y una célula solar en tándem que comprende dióxido de silicio y TiO_2 sensibilizado por colorante, separados por una membrana.

En la figura 7, los números de referencia 1 y 2 indican sustratos de vidrio, y 3 y 4 indican capas de FTO (óxido de estaño dopado con flúor).

Se forma una capa porosa de dióxido de titanio 6 endurecida por sinterización sobre la capa de FTO 3 en el lado

por el que entra la luz incidente. La capa porosa de dióxido de titanio 6 lleva partículas de titania sobre las que se adsorbe colorante de complejo de rutenio como colorante sensibilizado. Además, se forma una película de platino 5 sobre la capa de FTO 4.

- 5 Se forma una capa de dióxido de silicio 7 compuesta por partículas de dióxido de silicio sobre la película de platino 5, de modo que la capa 7 presenta un grosor de 0.15 - 0.20 mm en la dirección de altura.

Además, la distancia entre la capa de dióxido de titanio 6 y la capa de dióxido de silicio 7 en la dirección de altura es de 0.2 mm o más, y el electrolito 9 se sella en un espacio rodeado en cuatro lados por un elemento de sellado 8.

Tal como se ilustra en las figuras 1, 2, 4 y 7, la dirección perpendicular a la superficie de sustrato del elemento fotovoltaico se denomina la dirección de altura, y el grosor de las capas y películas se describe por la distancia de las mismas.

La capa de dióxido de silicio 7 que sirve como la capa fotovoltaica está compuesta por partículas de dióxido de silicio, que se forman sumergiendo partículas de vidrio y similares que contienen dióxido de silicio en una disolución de fluorhídrico al 5 - 10%, lavando las partículas con agua, secando y pulverizado las mismas de modo que el tamaño de partícula sea de 0.2 mm o menor.

Tal como se describe, las formas individuales de las partículas de dióxido de silicio pulverizadas pueden ser aproximadamente esféricas, pero también existen partículas no esféricas tal como se ilustra en la figura 8.

Las partículas individuales de dióxido de silicio 10 presentan diversas formas. En la presente memoria, tal como se ilustra en la figura 8, una dirección de alargamiento máximo de las partículas individuales de dióxido de silicio 10 se denomina eje mayor L, y el eje mayor promedio se utiliza para indicar la forma de las partículas de dióxido de silicio utilizadas en la capa fotovoltaica y una primera capa fotovoltaica 17. En el ejemplo de la técnica anterior ilustrado en la figura 7, se utiliza un material que presenta un eje mayor promedio L de 500 - 800 nm.

El elemento fotovoltaico de tipo tandem descrito en la presente memoria se caracteriza por utilizar dióxido de silicio como capa fotovoltaica. Tal como se ilustra en la figura 9, se confirma que el dióxido de silicio presenta una mayor eficacia cuántica que el dióxido de titanio incluso en la región ultravioleta, y que también absorbe luz en la región infrarroja de 2500 nm y superior. Por tanto, el dióxido de silicio ejerce efecto fotovoltaico en una región de longitud de onda más amplia en comparación con el dióxido de titanio y logra una eficiencia de generación de energía extremadamente alta. Según un elemento fotovoltaico de tipo tandem de este tipo, los inventores de la presente invención han logrado un rendimiento máximo de 28.00 $\mu\text{W}/\text{cm}^2$ por área unitaria en una iluminación de 1000 lux.

Lista de referencias

40 Bibliografía de patentes

- [PTL 1] Publicación internacional de solicitud de patente internacional WO 2011/049156 A1
[PTL 2] Publicación internacional de solicitud de patente internacional WO 2012/124655 A1

45 Sumario de la invención

Problema técnico

Los elementos fotovoltaicos divulgados en los documentos PTL 1 y PTL 2 pueden fabricarse utilizando un material de bajo coste en comparación con las células solares de la técnica anterior, y el efecto de conversión de energía de los mismos es extremadamente alto en comparación con otros elementos fotovoltaicos. Sin embargo, se desea una mejora incluso mayor del efecto de conversión de energía en los elementos fotovoltaicos.

55 Solución al problema

Según la invención reivindicada, un elemento fotovoltaico para resolver el problema descrito anteriormente comprende una primera capa fotovoltaica compuesta por una partícula de dióxido de silicio que presenta un eje mayor promedio de 100 nm o menor, y en el que el grosor de la primera capa fotovoltaica en la dirección de altura se forma para que sea inferior a tres veces el eje mayor promedio de la partícula de dióxido de silicio.

60 Efectos ventajosos de la invención

El elemento fotovoltaico descrito anteriormente mejora significativamente el rendimiento de generación de energía por área unitaria en comparación con el elemento fotovoltaico de la técnica anterior.

Los problemas, las configuraciones y los efectos distintos de los descritos anteriormente se pondrán de manifiesto

a partir de la siguiente descripción de formas de realización.

Breve descripción de los dibujos

- 5 [Figura 1] La figura 1 es una vista en sección transversal de un elemento fotovoltaico de tipo tandem según una primera forma de realización, que no forma parte de la invención reivindicada.
- [Figura 2] La figura 2 es una vista en sección transversal de un elemento fotovoltaico de tipo tandem según una segunda forma de realización.
- 10 [Figura 3] La figura 3 es una vista ampliada de la parte A de la figura 2.
- [Figura 4] La figura 4 es una vista en sección transversal de un elemento fotovoltaico de tipo tandem según una tercera forma de realización.
- 15 [Figura 5] La figura 5 es una vista ampliada de la parte B de la figura 4.
- [Figura 6] La figura 6 es un diagrama esquemático en el que se ilustra una vista panorámica de una primera película conductora según la tercera forma de realización.
- 20 [Figura 7] La figura 7 es una vista en sección transversal de un elemento fotovoltaico de tipo tandem según un ejemplo comparativo.
- [Figura 8] La figura 8 es una vista que ilustra un ejemplo de una partícula de dióxido de silicio.
- 25 [Figura 9] La figura 9 es un diagrama de medición de la eficiencia cuántica del elemento fotovoltaico compuesto por TiO_2 y el elemento fotovoltaico que incluye SiO_2 en una región de longitud de onda de luz.

Descripción de las formas de realización

- 30 A continuación, se describirán las formas de realización preferidas de la presente invención haciendo referencia a los dibujos. En primer lugar, se describen cuestiones comunes a la primera, segunda y tercera formas de realización.
- 35 La figura 1 es un elemento fotovoltaico de tipo tandem según una primera realización, que no forma parte de la invención reivindicada. La figura 2 es una vista en sección transversal de un elemento fotovoltaico de tipo tandem según una segunda realización, y la figura 4 es una vista en sección transversal de un elemento fotovoltaico de tipo tandem según una tercera realización, en las que las cuestiones descritas a continuación son comunes a las figuras 1, 2 y 4, por lo que se describen con referencia a la figura 1 como el dibujo representativo.
- 40 Las figuras 1, 2 y 4 ilustran todas ellas un elemento fotovoltaico de tipo tandem que comprende dos capas fotovoltaicas, que son una primera capa fotovoltaica y una segunda capa fotovoltaica.
- 45 En la figura 1, entre un primer sustrato 12 y un segundo sustrato 11, por lo menos el segundo sustrato dispuesto en un lado desde el cual entra la luz incidente, está compuesto por un material transparente, y preferentemente, ambos sustratos están compuestos por material transparente. El vidrio es un material transparente popular, pero puede utilizarse resina, tal como plástico, en lugar de vidrio.
- 50 Una segunda película conductora transparente 13 está formada sobre el segundo sustrato. La segunda película conductora 13 está compuesta preferentemente por FTO (óxido de estaño dopado con flúor), pero además de la capa de FTO, puede utilizarse por ejemplo un óxido complejo de indio-estaño (IOT).
- 55 Una segunda capa fotovoltaica 16 está formada sobre la segunda película conductora 13. Un ejemplo típico de la segunda capa fotovoltaica 16 es una capa semiconductora de óxido, y específicamente son preferibles semiconductores de óxido tales como TiO_2 , SnO , ZnO , WO_3 , Nb_2O_5 , In_2O_3 , ZrO_2 , Ta_2O_5 y TiSrO_3 . Es incluso más preferible una capa porosa de dióxido de titanio endurecida mediante sinterización.
- 60 Pueden utilizarse semiconductores de sulfuro tal como CdS , ZnS , In_2S_3 , PbS , MoS_2 , WS_2 , Sb_2S_3 , Bi_2S_3 , ZnCdS_2 y CuS_2 . Además, también son aplicables calcogenuros metálicos tales como CdSe , In_2Se_2 , WSe_2 , PbSe y CdTe .
- Aún más, pueden utilizarse semiconductores elementales tales como GaAs , Si , Se e InP .
- Además, también puede utilizarse un material compuesto por dos o más sustancias descritas anteriormente, tal como un material compuesto de SnO y ZnO o un material compuesto de TiO_2 y Nb_2O_5 .
- 65 Las variedades de semiconductores no se limitan a las descritas anteriormente y también puede utilizarse una

mezcla de dos o más sustancias.

El grosor de la segunda capa fotovoltaica 16 en la dirección de altura debe ser preferentemente de 3 - 30 μm , y más preferiblemente, de 6 - 20 μm .

Además, la segunda capa fotovoltaica 16 descrita anteriormente puede llevar un colorante sensibilizado. Pueden aplicarse diversos colorantes que ejercen sensibilización como el colorante portado por la segunda capa fotovoltaica 16, y, por ejemplo, son aplicables complejo N3, complejo N719 (colorante N719), complejo de Ru tal como complejo de Ru-terpiridina (colorante negro) y complejo de Ru-dicetonato, colorantes orgánicos tales como colorante de cumarina, colorante de merocianina y colorante de polieno, colorante de porfirina metálica y colorante de ftalocianina. Entre estos colorantes, es preferible el complejo de Ru y, específicamente, el colorante N719 y el colorante negro son especialmente preferibles ya que ejercen un amplio espectro de absorción en el rango de luz visible.

El colorante puede utilizarse solo, o pueden utilizarse dos o más colorantes en una mezcla.

Las cuestiones descritas anteriormente son comunes a la primera, segunda y tercera formas de realización y a las figuras 1, 2 y 4. En la siguiente descripción, las cuestiones comunes a las formas de realización primera a tercera pero que presentan diferentes números de referencia asignados en los dibujos se describirán haciendo referencia a los diferentes números de referencia en los dibujos.

Se forma una primera película conductora (14 en las figuras 1 y 2; 22 en la figura 4) sobre una superficie superior del primer sustrato 12. La primera película conductora es preferiblemente FTO (óxido de estaño dopado con flúor), pero además de la capa de FTO, puede utilizarse, por ejemplo, un óxido complejo de indio - estaño (ITO).

Se forma una capa de intercambio de carga (15 en las figuras 1 y 2; 23 en la figura 4) sobre la primera película conductora. Es preferible una película de platino (Pt) como la capa de intercambio de carga, pero también puede utilizarse un electrodo de carbono y un polímero conductor en lugar de la película de platino (Pt).

Se forma una primera capa fotovoltaica (21 en la figura 1; 17 en la figura 2; 24 en la figura 4) sobre la capa de intercambio de carga.

En cualquiera de las formas de realización primera a tercera, una primera capa fotovoltaica se compone dispersando las partículas de dióxido de silicio 10 como una primera capa fotovoltaica (21 en la figura 1; 17 en la figura 2; 24 en la figura 4) sobre la capa de intercambio de carga (15 en las figuras 1 y 2; 23 en la figura 4).

Las partículas de dióxido de silicio 10 que constituyen la primera capa fotovoltaica (21 en la figura 1; 17 en la figura 2; 24 en la figura 4) utilizan partículas de vidrio formadas por ejemplo de cuarzo sintético, vidrio de cuarzo fundido, vidrio de sosa y cal, vidrio no alcalino o vidrio de borosilicato, que se sumergen en una disolución de ácido fluorhídrico o ácido clorhídrico al 5 - 10%, se lavan agua y se secan, y se pulverizan de modo que el eje mayor L de las partículas sea de 20 a 100 nm. Las formas de realización primera a tercera utilizan partículas de cuarzo sintético, que son partículas cristalinas de dióxido de silicio, que se sumergen en disolución de fluorhídrico al 10%, se lavan con agua y se secan, y se pulverizan de modo que el eje mayor L de las partículas sea de 20 - 100 nm.

El electrolito 19 está encerrado entre la primera capa fotovoltaica (21 en la figura 1; 17 en la figura 2; 24 en la figura 4) y la segunda capa fotovoltaica 16, en un espacio que está rodeado por un elemento de sellado 18 en cuatro lados. El electrolito 19 se utiliza en las células colares sensibilizadas por colorante de la técnica anterior, y puede estar en cualquiera de los siguientes estados; líquido, sólido, coagulado y sal fundida a la temperatura ordinaria.

El electrolito puede ser, por ejemplo, una combinación de yoduro de metal, tal como yoduro de litio, yoduro de sodio, yoduro de potasio y yoduro de cesio, y yodo; una combinación de sal de yodo de un compuesto de amonio cuaternario, tal como yoduro de tetraalquilamonio, yoduro de piridinio y yoduro de imidazolio, y yodo; una combinación de compuesto de bromo - bromo en lugar del compuesto de yodo y yodo mencionado anteriormente; o una combinación de complejo de cobalto.

Si el electrolito es un líquido iónico, no hay necesidad de utilizar un disolvente. El electrolito puede ser un electrolito de gel, un electrolito de alto polímero o un electrolito sólido, y un material orgánico de transporte de carga en lugar del electrolito.

Si el electrolito 19 está en un estado de disolución, el disolvente puede ser, por ejemplo, disolvente a base de nitrilo tal como acetonitrilo, metoxiacetonitrilo y propionitrilo, disolvente a base de carbonato tal como carbonato de etileno, y disolvente a base de éter.

Específicamente, el electrolito 19 utilizado en las formas de realización primera a tercera se forma añadiendo 0.1 mol de LiI, 0.05 mol de I_2 , 0.5 mol de 4-tetra-butilpiridina y 0.5 mol de yoduro de tetrabutilamonio en disolvente de acetonitrilo.

La distancia entre la primera capa fotovoltaica (21 en la figura 1; 17 en la figura 2; 24 en la figura 4) y la segunda capa fotovoltaica 16 en la dirección de altura debe ser preferiblemente lo más corta posible, ya que se facilita la transferencia de carga si la distancia es más corta.

En las formas de realización primera a tercera, el grosor de la parte de electrolito 19 en la dirección de altura, es decir, la distancia entre la primera capa fotovoltaica (21 en la figura 1; 17 en la figura 2; 24 en la figura 4) y la segunda capa fotovoltaica 16 en la dirección de altura, es de 200 μm o menor.

El método para evaluar el valor de rendimiento máximo por área unitaria según la presente memoria descriptiva es tal como se describe a continuación.

Se utilizó una luz LED (fabricada por Cosmotek Co., Ltd.) para irradiar luz desde el lado del segundo sustrato, y se irradió luz correspondiente a 1000 lux mediante un iluminómetro DT-1309 fabricado por CEM Corporation al elemento fotovoltaico que es el objetivo para la medición. Se utilizó un multímetro digital para medir las características I-V del elemento fotovoltaico como objetivo para la medición, mediante el cual se adquirieron los valores de corriente de cortocircuito, tensión de circuito abierto y factor de forma ff , y se derivó el valor de rendimiento máximo por área unitaria.

A continuación, se describirán las características de la presente formas de realización con referencia a los dibujos. Las otras partes son similares a la descripción con respecto a las cuestiones comunes a las formas de realización primera a tercera descritas anteriormente.

Primera forma de realización (que no forma parte de la invención reivindicada)

La figura 1 es una vista que ilustra una primera forma de realización, que no forma parte de la invención reivindicada. En la primera forma de realización, se utilizan partículas de dióxido de silicio que presentan un eje mayor promedio L de 20 – 100 nm como las partículas de dióxido de silicio 10 utilizadas en la primera capa fotovoltaica 21. Estas partículas de dióxido de silicio 10 se dispersan de manera superpuesta sobre una primera película conductora plana 14 (capa de FTO) y una capa de intercambio de carga plana similar 15 (capa de Pt) formada sobre ella, mediante lo cual se compone la primera capa fotovoltaica 21 que presenta un grosor de 300 a 500 nm en la dirección de altura.

Otras condiciones se describen como cuestiones comunes a las formas de realización primera a tercera.

Como resultado, la forma de realización logra una mejora significativa de la eficiencia fotovoltaica en comparación con el ejemplo de la técnica anterior descrito en los antecedentes de la técnica.

	L	t	Rugosidad de la capa de FTO	Rendimiento máximo por área unitaria
Técnica anterior	500~800 nm	0.15~0.20 mm	Muy poca diferencia de altura de superficie	28.00 $\mu\text{W}/\text{cm}^2$
Primera forma de realización	20~100 nm	300~500 nm	Muy poca diferencia de altura de superficie	35.00 $\mu\text{W}/\text{cm}^2$

L: Eje mayor promedio de las partículas de dióxido de silicio

t: Grosor de la capa de dióxido de silicio

En la primera forma de realización, el eje mayor promedio de las partículas de dióxido de silicio 10 es pequeño en comparación con la técnica anterior, lo que se considera efectivo para aumentar el área superficial de las partículas de dióxido de silicio 10 en la primera capa fotovoltaica 21 y elevar la eficacia fotovoltaica.

Segunda forma de realización (invención reivindicada)

La figura 2 es una vista que ilustra una segunda forma de realización. La segunda forma de realización utiliza los mismos materiales y similares utilizados en la primera forma de realización. Sin embargo, en la segunda forma de realización, una primera capa fotovoltaica 17 está compuesta de modo que las partículas de dióxido de silicio 10 están dispuestas sobre una primera película conductora plana 14 y una capa de intercambio de carga 15 plana de manera similar dispuesta sobre ella, de modo que el grosor de la misma en la dirección de altura es de 300 nm o menos.

Es decir, el grosor de la primera capa fotovoltaica en la dirección de altura se reduce en comparación con la primera forma de realización.

La figura 3 es una vista ampliada de la parte A de la figura 2, en la que las partículas de dióxido de silicio 10 que constituyen la primera capa fotovoltaica 17 se dispersan sobre la primera película conductora plana 14 (capa de FTO) y la capa de intercambio de carga plana de manera similar 14 (capa de Pt) formada sobre ella, en un estado en el que hay poca superposición de partículas.

5

Como resultado, la forma de realización logra una mejora significativa de la eficiencia fotovoltaica en comparación con el ejemplo de la técnica anterior descrito en los antecedentes de la técnica.

	L	t	Rugosidad de la capa de FTO	Rendimiento máximo por área unitaria
Técnica anterior	500~800 nm	0.15~0.20 mm	Muy poca diferencia de altura de superficie	28.00 $\mu\text{W}/\text{cm}^2$
Segunda forma de realización	20~100 nm	300 nm o menos	Muy poca diferencia de altura de superficie	45.48 $\mu\text{W}/\text{cm}^2$

L: Eje mayor promedio de las partículas de dióxido de silicio

t: Grosor de la capa de dióxido de silicio

10 En la segunda forma de realización, se reduce la superposición de las partículas de dióxido de silicio 10 en la primera capa fotovoltaica 17, según lo cual se potencia la propiedad de transferencia de carga cerca de la primera capa fotovoltaica 17, por lo que se considera que aumenta la eficiencia fotovoltaica.

15 Por tanto, es importante no disponer demasiadas partículas de dióxido de silicio 10 sobre la superficie superior de la capa de intercambio de carga 15 con el fin de mejorar la eficiencia fotovoltaica. Es decir, se ha confirmado que la cantidad fotovoltaica aumenta si las partículas de dióxido de silicio 10 no están excesivamente superpuestas y se forma suficiente espacio entre ellas.

20 Por tanto, el grosor de la primera capa fotovoltaica 17 en la dirección de altura es igual a o menor que tres veces el eje mayor promedio L de las partículas de dióxido de silicio.

25 Las partículas de dióxido de silicio 10 deben disponerse preferentemente sobre la superficie de una capa superior de la capa de intercambio de carga 15 de manera dispersa con espacios formados entre ellas. Esta disposición es para impedir que las partículas de dióxido de silicio 10 se dispongan de manera hacinada y obstaculicen la conductividad entre la capa de intercambio de carga 15, las partículas de dióxido de silicio 10 y el electrolito 19. Es preferible que la capa de intercambio de carga 15, las partículas de dióxido de silicio 10 y el electrolito 19 se dispongan con suficiente tolerancia, de modo que se maximice la suma total de áreas de superficie de contacto de la capa de intercambio de carga 15, las partículas de dióxido de silicio 10 y el electrolito 19 que realizan intercambio de carga.

30 Por tanto, la cantidad fotovoltaica puede aumentarse disponiendo las partículas de dióxido de silicio 10 en la primera capa fotovoltaica 17 de manera que la capa de intercambio de carga 15 sea visible a través de los espacios entre las partículas de dióxido de silicio 10 cuando el primer sustrato 12 es visto desde el lado de segundo sustrato 11.

35 Tercera forma de realización (invención reivindicada)

La figura 4 es una vista que ilustra una tercera forma de realización. La tercera forma de realización utiliza los mismos materiales y similares que la primera forma de realización. Sin embargo, en la tercera forma de realización, una primera película conductora 22 (capa de FTO) y una capa de intercambio de carga 23 (capa de Pt) que constituyen una base sobre la que se disponen las partículas de dióxido de silicio 10 no son planas. Tal como se ilustra en la figura 4, la primera película conductora 22 presenta una superficie irregular (rugosidad o aspereza), con una diferencia de altura de aproximadamente 50 nm formada sobre la superficie. La capa de intercambio de carga 23 formada sobre la primera película conductora 22 también presenta una rugosidad sobre la superficie, influida por la diferencia de altura formada sobre la primera película conductora 22.

La figura 5 es una vista ampliada de la parte B de la figura 4. Las partículas de dióxido de silicio 10 que constituyen la primera capa fotovoltaica 24 están dispersas sobre la primera película conductora 22 que presenta una rugosidad sobre la superficie y la capa de intercambio de carga 23 formada sobre ella y que presenta una rugosidad similar, en un estado en el que hay una pequeña superposición de partículas.

La diferencia de altura de la rugosidad de superficie de la primera película conductora 22 debe ser de 50 nm o mayor, y más preferiblemente, de 100 nm o mayor. Además, es preferible que la capa de intercambio de carga 23 formada sobre la primera película conductora 22 se forme de manera que mantenga la forma de la rugosidad sobre la superficie de la primera película conductora 22 sin ocultar la rugosidad de superficie de la primera película conductora 22.

Como resultado, la forma de realización logra una mejora incluso más significativa de la eficiencia fotovoltaica en comparación con el ejemplo de la técnica anterior descrito en los antecedentes de la técnica.

	L	t	Rugosidad de la capa de FTO	Rendimiento máximo por área unitaria
Técnica anterior	500~800 nm	0.15~0.20 mm	Muy poca diferencia de altura de superficie	28.00 $\mu\text{W}/\text{cm}^2$
Tercera realización	20~100 nm	300 nm o menos	Diferencia de altura de superficie aproximadamente 50 nm	70.8 $\mu\text{W}/\text{cm}^2$

L: Eje mayor promedio de las partículas de dióxido de silicio

t: Grosor de la capa de dióxido de silicio

5

La disposición de las partículas de dióxido de silicio 10 dispersas sobre la capa de intercambio de carga 23 formada sobre la primera película conductora 22 resulta influida por la rugosidad de superficie de la primera película conductora 22 y la capa de intercambio de carga 23 como capas de base.

10

Gracias a la rugosidad de superficie de las capas de base, las partículas de dióxido de silicio 10 se disponen de una manera escasamente dispersa. De ese modo, las partículas de dióxido de silicio 10 se disponen con tolerancia espacial apropiada sin superposición excesiva, y por tanto, se confirma el aumento de la cantidad fotovoltaica.

15

La figura 6 es un diagrama esquemático en el que se ilustra una vista panorámica de la primera película conductora 22. La forma de la rugosidad de superficie de la primera película conductora 22 no solo se eleva abruptamente, tal como se ilustra en la figura 5, sino que también puede incluir una estructura 25 en la que la superficie es algo redondeada, tal como se ilustra en la figura 6. Además, la rugosidad no tiene que ser aleatoria, tal como se ilustra en las figuras 5 y 6, y la rugosidad puede presentar formas dispuestas regularmente, tales como conos estructurales, pirámides trigonales, pirámides cuadrangulares y otras formas piramidales.

20

La presente invención no se restringe a las formas de realización segunda y tercera descritas anteriormente, y son posibles diversas modificaciones. Por ejemplo, el eje mayor promedio óptimo de las partículas de dióxido de silicio 10 puede variar según la distribución de tamaño y forma de las partículas de dióxido de silicio 10 que constituyen la primera capa fotovoltaica. De manera similar, el valor óptimo del grosor de la primera película conductora en la dirección de altura puede variar según la distribución de tamaño y forma de las partículas de dióxido de silicio 10.

25

Además, pueden adoptarse diversas combinaciones óptimas de diferencia de altura de irregularidades en la dirección de altura de la primera película conductora y/o la capa de intercambio de carga, la forma de la rugosidad, y la distribución de la rugosidad en una dirección paralela al primer sustrato en respuesta a la distribución de tamaño y forma de las partículas de dióxido de silicio 10.

30

Naturalmente, una parte de las respectivas formas de realización puede añadirse, eliminarse o reemplazarse por otros materiales y configuraciones.

35

Lista de signos de referencia

- 10 partícula de dióxido de silicio
- 11 segundo sustrato
- 12 primer sustrato
- 40 13 segunda película conductora
- 14 primera película conductora
- 15 capa de intercambio de carga
- 16 segunda capa fotovoltaica
- 17 primera capa fotovoltaica
- 45 18 elemento de sellado
- 19 electrolito
- 21 primera capa fotovoltaica
- 22 primera película conductora
- 23 capa de intercambio de carga
- 50 24 primera capa fotovoltaica

REIVINDICACIONES

1. Elemento fotovoltaico que comprende una primera capa fotovoltaica (17, 24),
5 en el que la primera capa fotovoltaica (17, 24) está compuesta por una partícula de dióxido de silicio (10) que presenta un eje mayor promedio de 100 nm o menor, y caracterizado por que
un grosor de la primera capa fotovoltaica (17, 24) en una dirección de altura está formado para ser igual a o
10 menor que tres veces un eje mayor promedio de la partícula de dióxido de silicio (10).
2. Elemento fotovoltaico según la reivindicación 1, que comprende asimismo:
un primer sustrato (12) que comprende una primera película conductora (14) sobre una superficie y un segundo
sustrato (11) que comprende una segunda película conductora (13) sobre una superficie están dispuestos de
15 manera que la primera película conductora (14) y la segunda película conductora (13) estén enfrentadas entre
sí;
una segunda capa fotovoltaica (16) dispuesta sobre la segunda película conductora (13);
20 una capa de intercambio de carga (15) dispuesta sobre la primera película conductora (14);
estando la primera capa fotovoltaica (17, 24) dispuesta sobre la capa de intercambio de carga (15); y
un electrolito (19) dispuesto entre la segunda capa fotovoltaica (16) y la primera capa fotovoltaica (17, 24).
25 3. Elemento fotovoltaico según la reivindicación 1 o 2,
en el que cuando el primer sustrato (12) es visto desde el lado del segundo sustrato, la partícula de dióxido de
silicio (10) en la primera capa fotovoltaica (17, 24) está dispuesta de manera que la capa de intercambio de carga
30 (15) sea visible a través de un hueco formado entre las partículas de dióxido de silicio (10).
4. Elemento fotovoltaico según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3,
en el que la capa de intercambio de carga (15) y/o la primera película conductora (14) presenta una rugosidad de
35 50 nm o más en la dirección de altura.
5. Elemento fotovoltaico según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4,
en el que la partícula de dióxido de silicio (10) es dióxido de silicio sumergido en haluro de hidrógeno.
40 6. Elemento fotovoltaico según cualquiera de las reivindicaciones 2 a 5,
en el que la segunda capa fotovoltaica (16) es una sustancia seleccionada de entre TiO_2 , SnO , ZnO , WO_3 , Nb_2O_5 ,
 In_2O_3 , ZrO_2 , Ta_2O_5 y TiSrO_3 .
45 7. Elemento fotovoltaico según cualquiera de las reivindicaciones 2 a 6,
en el que la segunda capa fotovoltaica (16) comprende un colorante sensibilizado portado sobre la misma.

FIG. 1

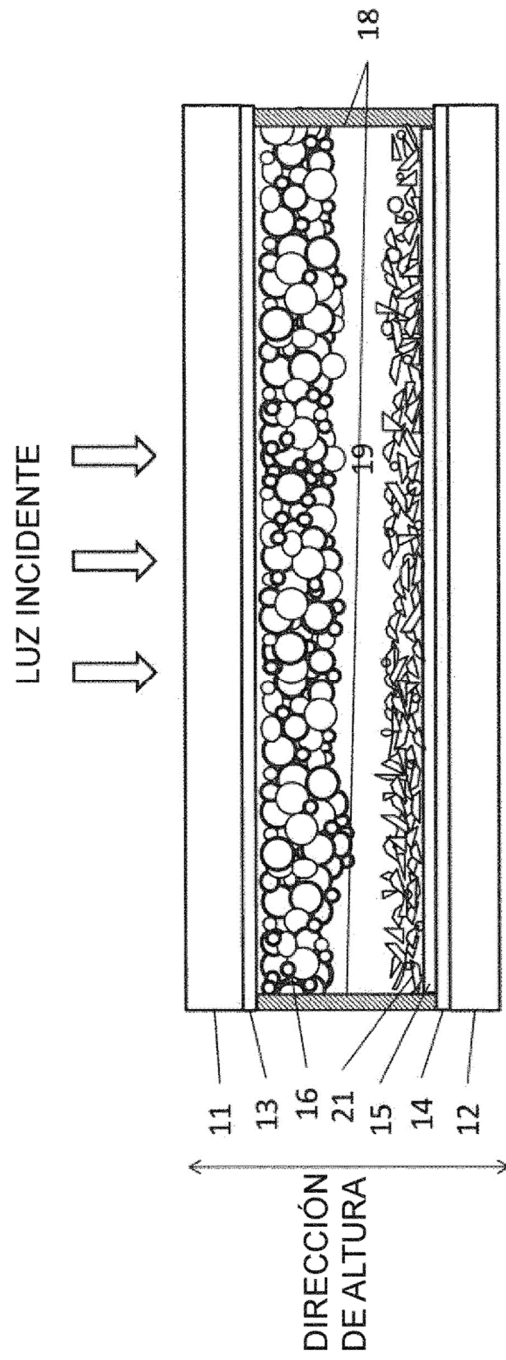


FIG. 2

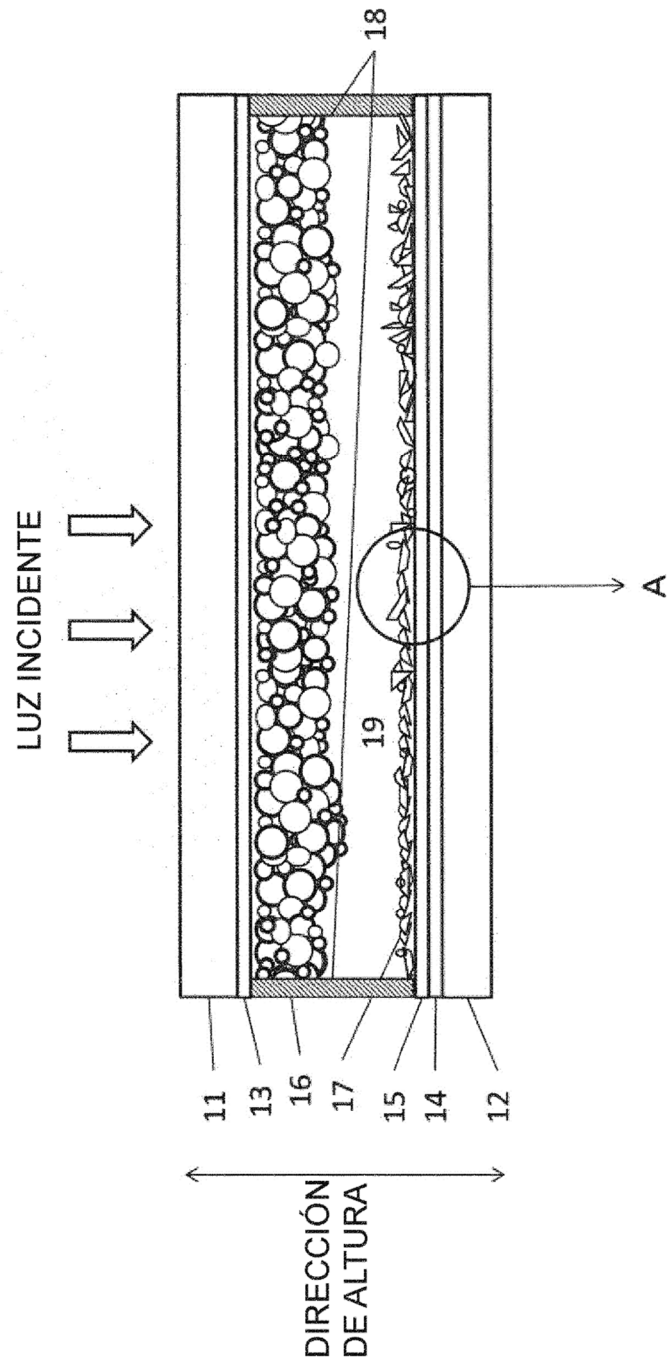


FIG. 3

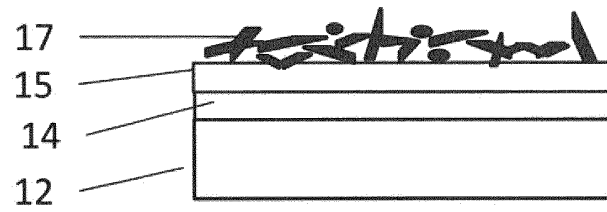


FIG. 4

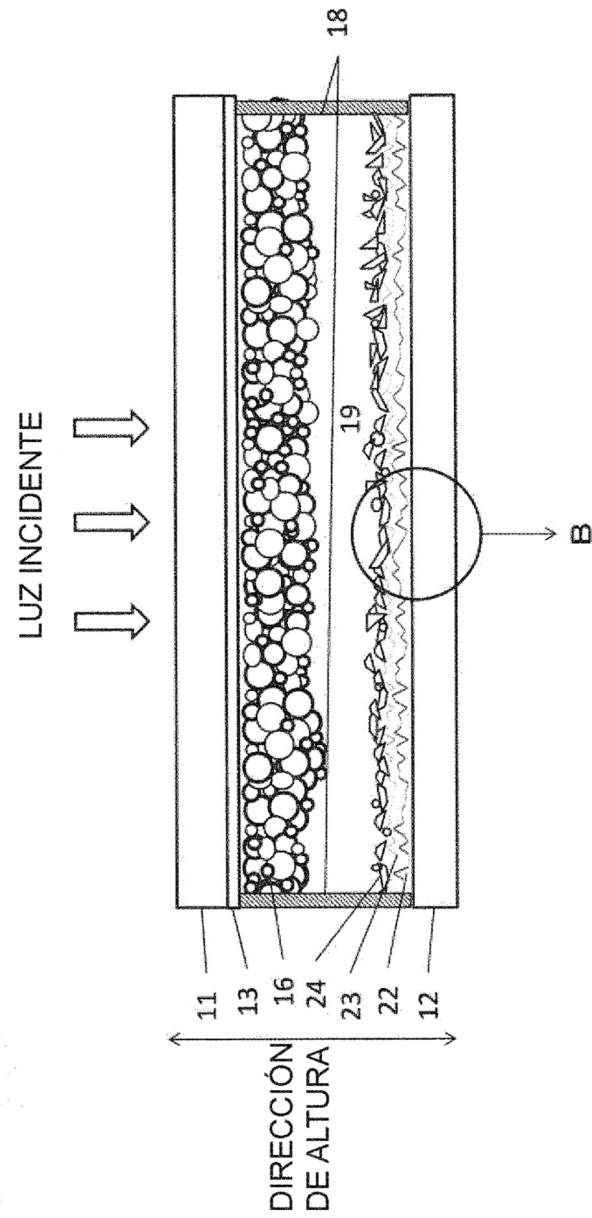


FIG. 5

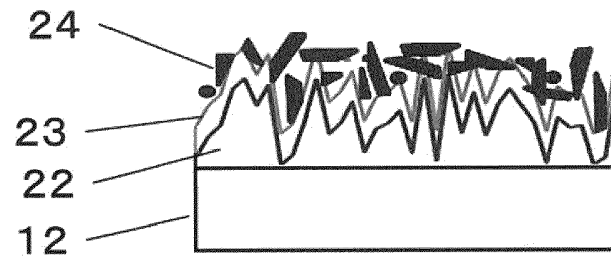


FIG. 6

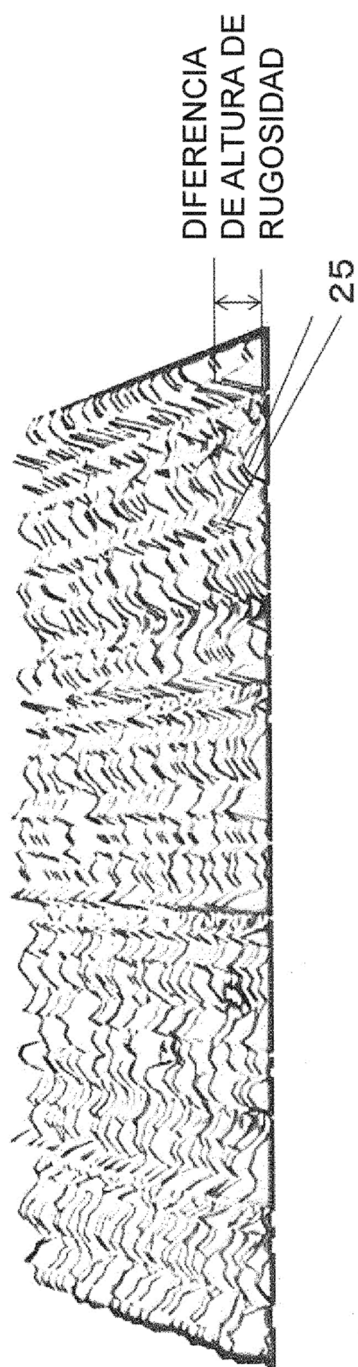


FIG. 7

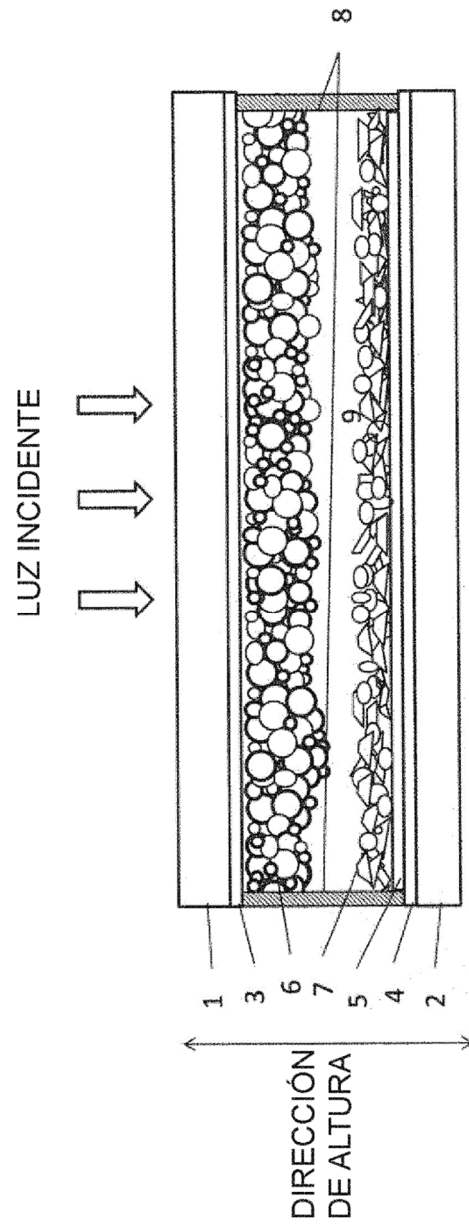


FIG. 8

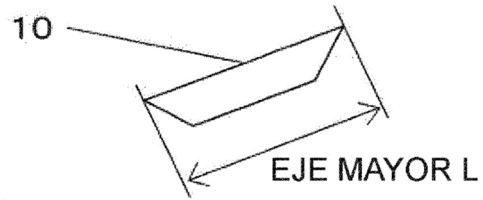


FIG. 9

