

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 375 607**

51 Int. Cl.:  
**H01L 31/048** (2006.01)  
**H01L 31/0216** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

- 96 Número de solicitud europea: **04741014 .7**  
96 Fecha de presentación: **02.07.2004**  
97 Número de publicación de la solicitud: **1644989**  
97 Fecha de publicación de la solicitud: **12.04.2006**

54 Título: **ENCAPSULACIÓN DE CÉLULAS SOLARES.**

30 Prioridad:  
**07.07.2003 GB 0315846**  
**04.06.2004 GB 0412516**

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:  
**02.03.2012**

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:  
**02.03.2012**

73 Titular/es:  
**Dow Corning Corporation**  
**Midland, Michigan 48611, US**

72 Inventor/es:  
**TERREAU, Christine;**  
**HABIMANA, Jean de la Croi y**  
**Jenkins, Stephen**

74 Agente: **de Elzaburu Márquez, Alberto**

**ES 2 375 607 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

## Encapsulación de células solares

Esta invención se refiere a una célula solar y a un procedimiento para aplicar un material encapsulante basado en silicona sobre células solares para formar un módulo de células solares.

5 Las células solares o fotovoltaicas son dispositivos semiconductores usados para convertir luz en electricidad (denominados de aquí en adelante células solares). Típicamente por la exposición a la luz, una célula solar genera un voltaje entre sus terminales que da como resultado un consecuente flujo de electrones, cuyo tamaño es proporcional a la intensidad de la luz que incide sobre la unión fotovoltaica formada en la superficie de la célula. Las  
10 células solares se pueden fabricar de cualquier material semiconductor apropiado tal como, por ejemplo, silicio cristalino o policristalino o silicio en películas delgadas, por ejemplo, silicio amorfo o semicristalino, arseniuro de galio, diseleniuro de cobre e indio, telururo de cadmio, diseleniuro de cobre, indio y galio, mezclas que incluyen uno cualquiera o más de los últimos y similares. Hay generalmente actualmente dos tipos de células solares, obleas y películas delgadas. Una oblea es una lámina delgada de material semiconductor hecha cortándola mecánicamente de un solo cristal o lingote o pieza fundida multicristalina. Las células solares basadas en películas delgadas son  
15 capas continuas de materiales semiconductores típicamente depositados sobre un sustrato o sustrato por procedimientos de pulverización catódica o deposición de vapores químicos o técnicas similares.

Debido a la frágil naturaleza de las células solares basadas tanto en obleas como en películas delgadas es esencial que las células estén soportadas por un miembro de soporte que lleva la carga. Este miembro de soporte que lleva la carga puede ser rígido, por ejemplo, un material rígido de placa de vidrio, o un material flexible, por ejemplo,  
20 películas metálicas y/o láminas o materiales plásticos apropiados tales como poliimidas. Un módulo de células solares o fotovoltaicas (denominado de aquí en adelante módulo de células solares) comprende una única célula solar o un conjunto plano de células solares interconectadas soportadas por un miembro de soporte que lleva la carga. Los módulos de células solares están típicamente encapsulados para proteger la célula del medio ambiente. El miembro de soporte del módulo de células solares puede ser una capa superior o sustrato que es  
25 transparente a la luz solar, es decir, colocada entre las células solares y una fuente de luz. Alternativamente, el miembro de soporte puede ser una capa o sustrato de soporte que está colocada detrás de las células solares. A menudo las células solares comprenden tanto un sustrato como un sustrato. Típicamente una serie de módulos de células solares están interconectados para formar un dispositivo solar que funciona como una sola unidad que produce electricidad en la que las células y módulos están interconectados de tal modo para generar un voltaje apropiado para dar energía a un equipo o alimentar una batería para almacenamiento, etc.  
30

En general, los módulos de células solares están hechos interconectando eléctricamente células solares individuales en un sustrato o sustrato y estratificando las células interconectadas en un módulo de células solares integral. Además del soporte y protección proporcionado por los anteriormente mencionados sustrato y/o sustrato de soporte las superficies sobre las que incide la luz de las células también están generalmente protegidas del medio  
35 ambiente (por ejemplo, viento, lluvia, nieve, polvo y similares, estando cubiertas con uno o más materiales de revestimiento o barrera encapsulante (de aquí en adelante denominado(s) "encapsulante(s)").

Usualmente los módulos de células solares basados en obleas se diseñan usando un sustrato que es transparente a la luz solar fabricado de un material, usualmente en combinación con un sustrato y que tiene una o más capas de encapsulante como adhesivo de la célula para adherir las células al sustrato y cuando está presente al sustrato. Por consiguiente, la luz pasa a través del sustrato transparente y adhesivo antes de llegar a la oblea semiconductor. El sustrato, típicamente un panel rígido, sirve para proteger un lado de la célula solar de las condiciones medioambientales potencialmente dañinas y el otro lado está protegido por la combinación de varias capas de encapsulantes y un sustrato.  
40

Se han propuesto una amplia variedad de materiales para uso como encapsulantes de módulo de células solares. Los ejemplos comunes incluyen películas de copolímero de etileno-acetato de vinilo (EVA), Tedlar® de E.I. Dupont de Nemours & Co de Wilmington Delaware y uretanos curables por UV. Los encapsulantes se suministran generalmente en la forma de películas y se estratifican sobre las células, y sustrato y/o sustrato. Los ejemplos de la técnica anterior incluyen la estratificación de células solares usando adhesivos tal como se ejemplifica en el documento US4331494 y la aplicación de un polímero acrílico y una capa resistente al clima como se describe en el documento US4374955. Se han preparado también módulos de células solares moldeando y curando prepolímeros acrílicos sobre las células solares como se describe en el documento US4549033 y también en la solicitud de patente europea EP O 578091A.  
45  
50

Tanto el documento EP 0406814 como US 6320116 describen sistemas de encapsulación para células solares o sistemas fotovoltaicos. Kondo et al. (Solar Energy Materials and solar Cells 49 (1997) páginas 127 a 133) describen el uso de una resina líquida orgánica termoendurecible como medio para encapsular módulos fotovoltaicos de silicio amorfo pero no identifican claramente la resina usada.  
55

Típicamente en la técnica anterior los encapsulantes usados son películares y por lo tanto las capas de encapsulante se tienen que estratificar con calor y en condiciones de vacío lo que provoca que se fundan, unan a las

superficies adyacentes, y literalmente “encapsulen” las células solares.

Los métodos que existen actualmente para encapsulación de módulos de células solares se llevan a cabo usualmente de modo discontinuo debido a la etapa de estratificación que hace lento todo el procedimiento dando como resultado el hecho de que el coste total de encapsular los módulos es alto. En muchos casos, se pueden aplicar varias capas de encapsulante usando el mismo o diferentes materiales encapsulantes para diferentes capas. Un ejemplo de un módulo de la técnica anterior se muestra aquí en la Fig. 1. Por ejemplo, un módulo puede comprender un superestrato que soporta una pluralidad de células solares con una primera capa de encapsulante que es transparente a la luz solar, utilizado como adhesivo, para adherir el superestrato a una serie de células solares interconectadas. Una segunda o capa trasera de encapsulante se puede aplicar a continuación sobre la primera capa de encapsulante e interconectar las células solares. La segunda capa de encapsulante puede ser una capa adicional del mismo material que se usa para el primer encapsulante, por ejemplo, acetato de etilenvinilo (EVA) y/o puede ser transparente o de cualquier color apropiado. El sustrato está presente en forma de una dura o rígida capa dorsal (backskin) para proporcionar protección a la superficie trasera del módulo. Se ha propuesto una amplia variedad de materiales para el sustrato, que no necesita necesariamente ser transparente a la luz, estos incluyen los mismos materiales que el superestrato, por ejemplo, vidrio, pero pueden incluir también materiales tales como fluoropolímeros orgánicos tales como etileno tetrafluoroetileno (ETFE), Tedlar®, o poli(tereftalato de etileno) (PET) solo o revestido con materiales basados en silicio y oxígeno (SiO<sub>x</sub>).

Usualmente se proporciona un sello protector para cubrir los bordes del módulo, y se proporciona un marco perimétrico hecho de aluminio o un material plástico para cubrir el sello. El marco protege los bordes del módulo cuando la cubierta frontal está hecha de un material frágil tal como vidrio. Por consiguiente, tras la estratificación y aplicación del sello protector, el módulo se monta en el marco. Los marcos apropiados para uso en combinación con módulos de células solares comprenden huecos de montaje que se proporcionan para permitir el fácil montaje del módulo enmarcado resultante en un objeto apropiado en el campo. Típicamente el procedimiento de montaje se conseguirá usando cualquier sistema de montaje apropiado, por ejemplo, por medio de tornillos, pasadores, tuercas y similares.

Actualmente un método usado para disminuir los costes de fabricación de módulos de células solares implica el reemplazo del metal, típicamente marco de aluminio de módulo de células solares por un material polimérico tanto para el sustrato como para el borde. Para módulos de células solares de silicio en película delgada, se usan comúnmente marcos poliméricos hechos de materiales termoplásticos moldeados tales como poliuretano. Estos se pueden preparar por reacción de poliuretano moldeado por inyección para formar un marco alrededor de un módulo de células de silicio amorfo. La reacción de moldeo por inyección se puede efectuar in situ (es decir, sobre el módulo), esto conduce generalmente a un ahorro significativo de costes. Sin embargo, este procedimiento de moldeo muestra varias desventajas. Por ejemplo, este procedimiento incluye el uso de un precursor químico (por ejemplo, isocianato) que presenta riesgos medioambientales. Este procedimiento requiere también un molde, que aumenta adicionalmente el coste de fabricación total. Los módulos hechos por este procedimiento tienden a ser más pequeños debido al más alto coste del módulo y a la resistencia limitada del marco polimérico resultante. En esta configuración, el encapsulante está aún basado en varias capas de termoplásticos estratificados tales como EVA y un fluoropolímero tal como un copolímero de ETFE. El único ahorro se deriva de la reducción de costes del marco pero vuelve potencialmente más frágil el módulo de células solares.

Otro problema con los módulos de células solares actualmente usados en la técnica es el hecho de que se sabe muy bien que los estratificados termoplásticos tienen pobres propiedades adhesivas con relación al vidrio. Este problema aunque no siempre es evidente inicialmente conduce a menudo a la desestratificación gradual de una capa de termoplástico de las superficies de vidrio en una célula solar durante periodos prolongados de exposición a las inclemencias del tiempo. El procedimiento de desestratificación da como resultado varios efectos negativos en la eficiencia de la célula, tales como que provoca acumulación de agua en el encapsulante dando como resultado finalmente la corrosión de la célula. Estos estratificados tienen también una baja resistencia al UV y como tal se decoloran, generalmente pasando de amarillo a marrón durante la vida útil de una célula solar, conduciendo a un módulo estéticamente no agradable. Clásicamente, se puede requerir a menudo una cantidad substancial de adhesivo para reducir los efectos de la desestratificación y se necesita incorporar pantallas de UV en el módulo para disminuir la decoloración a largo plazo.

Para los módulos solares del tipo oblea, por ejemplo, módulos de oblea de silicio cristalino, uno de los principales problemas es el coste de los materiales usados; por ejemplo, el material de sustrato es generalmente caro. Hay dos materiales sustrato ampliamente usados, ambos tienden a ser caros: estratificado de EVA y Tedlar®, a los que nos referimos anteriormente, un poli(fluoruro de vinilo) (PVF) y el otro material de sustrato ampliamente usado es vidrio en una configuración vidrio/célula/vidrio.

Se sabe también que el coste del encapsulante y de los materiales de sustrato, cuando se requieren, representan una fracción substancial del coste total de cada célula y/o módulo. Hay por lo tanto una necesidad desde hace mucho tiempo de reducir los costes de encapsular células solares para reducir el coste general de su fabricación. Los inventores han identificado que el coste general por módulo de células solares se puede reducir por el uso de uno o más encapsulantes de silicona líquida que permiten la utilización de un procedimiento continuo de

encapsulación que por ello elimina varias etapas en el actual procedimiento de fabricación de módulos de células solares. El hecho de que los encapsulantes estratificados sean reemplazados por un encapsulante líquido que se endurece por curado bajo irradiación infrarroja o curado térmico reduce o elimina el manejo de láminas estratificadas y evita la necesidad de estratificadores, que incrementan tanto el tiempo como los costes de la encapsulación discontinua. La presente invención además evita los problemas provocados por la producción de desechos del procedimiento de estratificación, y el coste resultante de materiales asociado.

Según un primer aspecto de la presente invención se proporciona un módulo de células solares que comprende:

un sustrato de vidrio,

una caja de conexiones,

células solares del tipo oblea interconectadas dispuestas en posiciones predeterminadas con relación al sustrato en una capa de adhesivo de silicona,

una capa de acabado de encapsulante de silicona proporcionado para proteger las obleas y conducciones eléctricas que unen obleas adyacentes revestidas de tal modo que dichas conducciones se pueden unir adicionalmente en un material de capa dorsal o el encapsulante de silicona para formar un cierre integral.

En el caso en el que están presentes tanto un sustrato como un sustrato se prefiere que las células solares tengan todas sus superficies expuestas dispuestas sobre dicho sustrato o sustrato.

La célula solar puede ser una oblea o estar hecha de cualquier material semiconductor apropiado tal como silicio cristalino o policristalino o silicio en película delgada, por ejemplo, silicio amorfo o semicristalino, arseniuro de galio, diseleniuro de cobre e indio, telururo de cadmio, diseleniuro de cobre, indio y galio, mezclas que incluyen uno cualquiera o más de los últimos y similares. En el caso de células solares basadas en obleas, preferentemente la oblea es silicio cristalino o policristalino. La célula solar puede ser cualquier célula solar de tipo apropiado que incluye una oblea simple pero también células de espectro dividido y similares. El módulo puede ser cualquier tipo apropiado de módulo de células solares que incluye concentradores, etc.

Preferentemente, con respecto a los módulos de células solares basadas en obleas según la presente invención el sustrato y/o sustrato rígido o flexible comprende un sustrato rígido que es transparente a la luz.

El encapsulante de silicona líquida según la invención comprende preferentemente:

Componente (A): 100 partes en peso de un diorganopolisiloxano líquido que tiene por lo menos dos grupos Si-alqueno por molécula y una viscosidad a 25°C de 100 a 15.000 mPa.s;

Componente (B): de 20 a 50 partes en peso de una resina de silicona que contiene por lo menos dos grupos alqueno;

Componente (C): un agente de reticulación en la forma de un poliorganosiloxano que tiene por lo menos dos átomos de hidrógeno unido a silicio por molécula, en una cantidad tal que la relación del número de moles de hidrógeno unido a silicio al número total de moles de grupos alqueno unido a silicio es de 0,1:1 a 5:1;

Componente (D): un catalizador de hidrosililación seleccionado de catalizadores basados en platino, rodio, iridio, paladio o rutenio, pero que es preferentemente un catalizador basado en platino en el que la cantidad de metal de platino en dicho catalizador basado en platino es de 0,01 a 500 partes en peso por 1.000.000 partes en peso de componente (A).

Las proporciones de los componentes (A), (B), (C) y (D) pueden comprender cualquier cantidad apropiada. La viscosidad final de la composición sin curar resultante puede ser, pero no es esencialmente, capaz de autonivelarse en un corto periodo de tiempo después de haber sido dispensada. La viscosidad preferida de la composición final es preferentemente de 100 a 10.000 mPa.s medida a 25°C, más preferentemente de 100 a 5.000 mPa.s.

El componente (A) es preferentemente un diorganopolisiloxano líquido, representado por la siguiente fórmula unitaria promedio:



en la que cada R es igual o diferente y es un grupo hidrocarbonado monovalente, por ejemplo, un grupo alquilo lineal o ramificado tal como metilo, etilo, propilo, isopropilo, t-butilo, y pentilo; un grupo alqueno tal como vinilo, alilo, o hexenilo; y un grupo arilo tal como fenilo.

“a” es un número con un valor medio entre 1,8 y 2,3. Preferentemente, el componente (A) tiene una viscosidad a 25°C de 100 a 10.000 mPa.s, una estructura molecular que es sustancialmente lineal aunque puede estar parcialmente ramificada y un relativamente bajo peso molecular de 10000 a 50000, más preferentemente de 15000 a 30000. Preferentemente, el componente (A) comprende grupos terminales alqueno.

Los ejemplos de componente (A) incluyen

- . un dimetilpolisiloxano terminado en dimetilvinilsiloxi
- . un copolímero de metilvinilsiloxano y dimetilsiloxano terminado en dimetilvinilsiloxi,
- . un copolímero de metilfenilsiloxano y dimetilsiloxano terminado en dimetilvinilsiloxi,
- 5 . un copolímero de metilfenilsiloxano, metilvinilsiloxano y dimetilsiloxano terminado en dimetilvinilsiloxi,
- . un copolímero de difenilsiloxano y dimetilsiloxano terminado en dimetilvinilsiloxi,
- . un copolímero de difenilsiloxano, metilvinilsiloxano y dimetilsiloxano terminado en dimetilvinilsiloxi, o cualquier combinación apropiada de los anteriores.

10 El componente (B) es una resina de silicona que contiene por lo menos dos grupos alqueno que comprende unidades  $\text{SiO}_{4/2}$  (conocidas también como unidades Q) y unidades seleccionadas de  $\text{R}'\text{SiO}_{3/2}$  (conocidas también como unidades T),  $\text{R}'_2\text{SiO}_{2/2}$ , y unidades  $\text{R}'_3\text{SiO}_{1/2}$ , en las que cada  $\text{R}'$  puede ser igual o diferente y es R o un átomo de hidrógeno. Se prefiere dispersar el componente (B) en una cantidad apropiada de componente (A) o un disolvente para asegurar la facilidad de mezcla con masa de componente (A). Se puede usar cualquier componente apropiado tal como por ejemplo disolventes aromáticos tales como tolueno y xileno, cetonas tales como metil-

15 isobutil-cetona, alcoholes tales como isopropanol y disolventes cíclicos no aromáticos tales como hexano. Típicamente, cuando se usa un disolvente, se prefiere xileno.

El componente (C) es un agente de reticulación en la forma de un poliorganosiloxano que tiene por lo menos dos átomos de hidrógeno unido a silicio por molécula y tiene la siguiente fórmula unidad promedio:



20 en la que cada  $\text{R}'$  puede ser igual o diferente y es hidrógeno, un grupo alquilo tal como metilo, etilo, propilo, e isopropilo o un grupo arilo tal como fenilo y toliolo. El componente (C) puede tener una estructura lineal, lineal parcialmente ramificada, cíclica o de tipo de red.

Los ejemplos del organopolisiloxano anteriormente mencionado incluyen uno o más de los siguientes:

- . un polimetilhidrogenosiloxano terminado en trimetilsiloxi,
- 25 . un copolímero de metilhidrogenosiloxano y dimetilsiloxano terminado en trimetilsiloxi,
- . un copolímero de metilhidrogenosiloxano y dimetilsiloxano terminado en dimetilhidrogenosiloxi.
- . un copolímero cíclico de metilhidrogenosiloxano y dimetilsiloxano,
- . un organopolisiloxano compuesto de unidades de siloxano expresadas por la fórmula  $(\text{CH}_3)_2\text{SiO}_{1/2}$ , unidades de siloxano expresadas por la fórmula  $(\text{CH}_3)_2\text{HSiO}_{1/2}$ , y unidades siloxano expresadas por la fórmula  $\text{SiO}_{4/2}$ ,
- 30 . un organopolisiloxano compuesto de unidades de siloxano expresadas por la fórmula  $(\text{CH}_3)_2\text{HSiO}_{1/2}$ , unidades de siloxano expresadas por la fórmula  $(\text{CH}_3)_2\text{SiO}_{3/2}$ ,
- . un organopolisiloxano compuesto de unidades de siloxano expresadas por la fórmula  $(\text{CH}_3)_2\text{HSiO}_{1/2}$ , unidades de siloxano expresadas por la fórmula  $(\text{CH}_3)_2\text{SiO}_{2/2}$ , y unidades siloxano expresadas por la fórmula  $(\text{CH}_3)_2\text{SiO}_{3/2}$ ,
- . un polidimetilsiloxano terminado en dimetilhidrogenosiloxi,
- 35 . un copolímero de dimetilfenilsiloxano y dimetilsiloxano terminado en dimetilhidrogenosiloxi, y
- . un copolímero de metil(3,3,3-trifluoropropil)siloxano y dimetilsiloxano terminado en dimetilhidrogenosiloxi.

Preferentemente, la viscosidad del agente de reticulación (C) a 25°C está en un intervalo de 2 a 100.000 mPa.s. Se recomienda que el componente (C) se añada en una cantidad tal que la relación en moles de átomos de hidrógeno unido a silicio en el agente (C) de reticulación al número de moles de grupos alqueno en el componente (A) está en el intervalo de 0,1 a 5:1, más preferentemente está en el intervalo de 0,8:1 a 4:1. Si la relación anterior es más baja de 0,1:1, la densidad de reticulación será demasiado baja y será difícil obtener un elastómero del tipo de caucho. Se prefiere una relación que tiene un exceso de grupos Si-H (es decir > 1:1) para mejorar la adhesión entre el superestrato/substrato, por ejemplo, vidrio y el encapsulante.

40

El componente (D) es un catalizador de hidrosililación (curado por adición) y puede comprender cualquier catalizador apropiado basado en platino, rodio, iridio, paladio o rutenio. Sin embargo preferentemente el componente (D) es un catalizador basado en platino. El catalizador basado en platino puede ser cualquier catalizador de platino apropiado

45

5 tal como, por ejemplo, un polvo fino de platino, negro de platino, ácido cloroplatínico, una disolución alcohólica de ácido cloroplatínico, un complejo de olefina de ácido cloroplatínico, un complejo de ácido cloroplatínico y alqueniilsiloxano, o una resina termoplástica que contiene el anteriormente mencionado catalizador de platino. El catalizador de platino se usa en una cantidad tal que el contenido de átomos de platino metálico constituye de 0,1 a 500 partes en peso por 1.000.000 partes en peso de componente (A). Una reacción de hidrosililación o curado de adicción es la reacción entre un grupo Si-H (típicamente proporcionado como un reticulador) y un grupo Si-grupo alqueniilo, típicamente un grupo vinilo, para formar un grupo alqueniilo entre átomos de silicio adyacentes ( $\equiv\text{Si}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{Si}\equiv$ ).

10 La composición puede comprender también uno o más inhibidores de curado para mejorar las condiciones de manejo y las propiedades de almacenamiento de la composición, por ejemplo, compuesto de tipo acetileno, tal como 2-metil-3-butin-2-ol, 2-fenil-3-butin-2-ol, 3,5-dimetil-1-hexin-3-ol, 1-etinil-1-ciclohexanol, 1,5-hexadieno, 1,6-heptadieno; 3,5-dimetil-1-hexen-1-ino; 3-etil-3-buten-1-ino y/o 3-fenil-3-buten-1-ino; un oligómero de alqueniilsiloxano tal como 1,3-diviniltetrametildisiloxano, 1,3,5,7-tetравинилтетраметилциклотетрасилоксано, o 1,3-divinil-1,3-difenildimetildisiloxano; un compuesto de silicio que contiene un grupo etinilo tal como metiltris(3-metil-1-butin-3-oxi)silano; un compuesto que contiene nitrógeno tal como tributilamina, tetrametiletildiamina, benzotriazol; un compuesto similar que contiene fósforo tal como trifenilfosfina; así como compuestos que contienen azufre, compuestos hidrogenoperoxi, o derivados de ácido maleico.

20 Los anteriormente mencionados inhibidores de curado se usan en una cantidad de 0 a 3 partes en peso, normalmente de 0,001 a 3 partes en peso, y preferentemente de 0,01 a 1 parte en peso por 100 partes en peso de componente (A). Lo más preferentemente entre los inhibidores de curado están los anteriormente mencionados compuestos de tipo acetileno, que demuestran el mejor equilibrio entre características de almacenamiento y velocidad de curado cuando se usan en una combinación con el anteriormente mencionado componente (D).

25 Cuando se requiera se pueden usar también uno o más promotores de adhesión para mejorar la adhesión del encapsulante al superestrato y/o sustrato. Se puede utilizar cualquier promotor de adhesión apropiado. Los ejemplos incluyen

- . viniltriatoxisilano,
- . acrilopropiltrimetoxisilano,
- . alquilacrilopropiltrimetoxisilano,
- . aliltriatoxisilano,
- 30 . glicidopropiltrimetoxisilano,
- . alil-glicidil-éter,
- . copolímero de metilvinilsiloxano-dimetilsiloxano terminado en hidroxialquilsililo,
- . producto de reacción de copolímero de metilvinilsiloxano-dimetilsiloxano terminado en hidroxialquilsililo con glicidopropiltrimetoxisilano; y,
- 35 . bis-triatoxisililetilenglicol (producto de reacción de triatoxisilano con etilenglicol).

Los promotores de adhesión preferidos son

- i) copolímero de metilvinilsiloxano-dimetilsiloxano terminado en hidroxialquilsililo,
- ii) producto de reacción de copolímero de metilvinilsiloxano-dimetilsiloxano terminado en hidroxialquilsililo con glicidopropiltrimetoxisilano; y
- 40 iii) bis-triatoxisililetilenglicol
- iv) una mezcla de 0,5:1 a 1:2, preferentemente alrededor de 1:1 de (i) y un metacrilopropiltrimetoxisilano.

Se pueden utilizar aditivos anti-ensuciamiento, cuando se requiera para prevenir el ensuciamiento cuando las células están en uso, son particularmente preferidos aditivos de fluoroalqueno o una fluorosilicona que tiene una viscosidad de 10000 mPa.s tales como:

- 45 . silsesquioxanos fluorados, por ejemplo, trifluoropropilsilsesquioxano terminado en dimetilhidrogenosiloxi,
- . trifluoropropilmetilsiloxano terminado en hidroxilo,
- . trifluoropropilmetilsililmetilvinilsililsiloxano terminado en hidroxilo,

. 3,3,4,4,5,5,6,6,7,7,8,8,8-tridecafluorooctiltrióxidosilano,

. metilvinilo terminado en hidroxilo, trifluoropropilsiloxano, y dimetiltrifluoropropilmetilsiloxano terminado en dimetilhidrogenosiloxilo.

5 Preferentemente, el aditivo anti-ensuciamiento está presente en una cantidad de 0 a 5 partes en peso, más preferentemente de 0 a 2 partes en peso y lo más preferentemente de 0 a 1,5 partes en peso. Preferentemente cuando el encapsulante se usa tanto en ausencia de la capa adhesiva a la que nos referimos a continuación el aditivo anti-ensuciamiento se incluye en la composición encapsulante así como cuando se usa en combinación con la capa adhesiva.

10 Se pueden utilizar en la composición otros aditivos que mejoran las propiedades físicas. Un ejemplo particular es la inclusión de un retardador de la llama. Se puede usar cualquier retardador de la llama o mezcla de retardadores de la llama con tal de que no afecten negativamente a las otras propiedades físicas de la composición encapsulante. Los ejemplos incluyen polvo de alúmina, o wollastonita como se describe en el documento WO 00/46817. El último se puede usar solo o en combinación con otros retardadores de la llama o un pigmento tal como dióxido de titanio. En los casos en los que el encapsulante no necesita ser transparente a la luz, puede comprender un pigmento.

15 Se puede usar cualquier procedimiento apropiado para preparar el encapsulante de silicona líquida sin curar; por ejemplo, el componente (B) se puede premezclar con el componente (A) y el componente (C) y a continuación reticular en presencia de una baja concentración de catalizador platino para formar una red polimérica resistente. Se puede añadir una pequeña cantidad de inhibidor de catalizador tal como etilhexinol para prolongar el tiempo de baño del encapsulante. Cuando se calienta por encima de 90°C, la mezcla inicial forma un sistema de dos fases no transparente debido a la presencia del aditivo anti-ensuciamiento y a continuación se vuelve muy transparente. Para asegurar la unión duradera del encapsulante a todas las superficies adyacentes, se usa preferentemente una pequeña cantidad de promotor de adhesión. Se cree que el promotor de adhesión migra a la interfase de la capa de acabado y reacciona irreversiblemente con las superficies adyacentes. Esta fuerte adhesión permite que el módulo funcione en un amplio intervalo de temperaturas desde temperatura ambiente hasta temperaturas extremas sin desestratificarse.

La combinación de encapsulante y capa de acabado se diseña para reemplazar las capas múltiples y la química de materiales de la configuración clásica (EVA y estratificado de fluoropolímero) por dos capas basadas en una química común. La capa de acabado preferentemente cubre todas las interconexiones de la célula; funciona como capa exterior, es decir, como capa medioambientalmente protectora.

30 El componente (B) de la composición como se describe aquí anteriormente se proporciona porque las resinas de este tipo imparten una sobresaliente resistencia a UV al encapsulante y por lo tanto no hay necesidad de la inclusión de uno o más aditivos de pantalla de UV que en el caso de la mayoría de las formulaciones de la técnica anterior era típicamente esencial. El encapsulante de silicona líquida curada del tipo descrito en la presente invención exhibe transmisión duradera de luz UV y visible permitiendo por ello que la máxima cantidad de luz llegue a las células solares.

Aunque las características de resistencia a UV de las composiciones basadas en silicona son bien conocidas, la explotación comercial de tales formulaciones ha sido limitada por el alto coste total y una carencia de procedimientos apropiados para dispensar una encapsulación líquida.

40 Sin embargo, particularmente en el caso de módulos de células solares del tipo oblea se ha identificado que en algunos casos se puede utilizar una capa adhesiva que comprende un encapsulante de silicona líquida adicional para la adhesión de las células solares de tipo oblea sobre el soporte que lleva la carga, típicamente un sustrato.

45 El encapsulante de silicona líquida utilizado como capa adhesiva intermedia (denominado de aquí en adelante adhesivo) es preferente y sustancialmente la misma formulación básica que el encapsulante de una sola capa descrito anteriormente y preferentemente comprende:

. Componente (Ai): 100 partes en peso de un diorganopolisiloxano líquido que tiene por lo menos dos grupos Si-alqueno por molécula y una viscosidad a 25°C de 100 a 10.000 mPa.s;

. Componente (Bi): de 20 a 40 partes en peso de una resina de silicona que contiene por lo menos dos grupos alqueno;

50 . Componente (Ci): un agente de reticulación en la forma de un poliorganosiloxano que tiene por lo menos dos átomos de hidrógeno unido a silicio por molécula, en una cantidad tal que la relación del número de moles de hidrógeno unido a silicio al número total de moles de grupos alqueno unido a silicio es de 0,1:1 a 1:1;

55 . Componente (Di): un catalizador de hidrosilación seleccionado de catalizadores basados en platino, rodio, iridio, paladio o rutenio, pero que es preferentemente un catalizador basado en platino en el que la cantidad de metal de platino en dicho catalizador basado en platino es de 0,01 a 500 partes en peso por 1.000.000 partes en peso de

componente (Ai).

Las proporciones de componentes (Ai), (Bi), (Ci) y (Di) pueden comprender cualquier cantidad apropiada. La viscosidad final de la composición sin curar resultante puede ser, pero no esencialmente, capaz de autonivelarse en un corto periodo de tiempo después de haber sido dispersada. La viscosidad preferida de la composición final es preferentemente de 100 a 2000 mPa.s medida a 25°C, más preferentemente de 500 a 1000 mPa.s.

Preferentemente, la viscosidad del componente (Ai) del adhesivo es más baja que la viscosidad del componente (A) del anteriormente mencionado encapsulante. Preferentemente cuando se utilice tanto el encapsulante como el adhesivo, el encapsulante comprende una fracción de resina de entre 20% y 90% en peso, preferentemente entre 25% y 70% y más preferentemente entre 30-60% y el adhesivo comprende una fracción de resina de 20-30% en peso.

El adhesivo puede comprender también uno cualquiera o más de los aditivos opcionales descritos con respecto a la formulación de encapsulante. Preferentemente la capa adhesiva comprende un promotor de adhesión apropiado, lo más preferentemente uno de los promotores de adhesión listados anteriormente con respecto a la composición de encapsulante.

La composición adhesiva se puede curar por cualquier procedimiento apropiado, por ejemplo, el componente (Bi) se puede premezclar con los componentes (Ai) y (Ci) y a continuación co-reticular en presencia de catalizador de platino para formar una red resistente. Preferentemente, se añade una pequeña cantidad de un inhibidor de catalizador, tal como por ejemplo etilhexinol, para permitir un tiempo de baño prolongado del material. Para asegurar una interacción de unión duradera entre el encapsulante y todas las superficies adyacentes, se añade una pequeña cantidad de promotor de adhesión, típicamente un alcoxisilano, y la relación de enlaces Si-H a enlaces Si-alquenoilo es más baja de 1:1, tal como por ejemplo 0,6:1. Se cree que el promotor de adhesión migra a la interfase del encapsulante y reacciona irreversiblemente con las superficies adyacentes. Esta fuerte adhesión permite que el módulo funcione en un amplio intervalo de temperaturas sin o sustancialmente sin desestratificar. El exceso de grupos alquenoilo también ayuda a la unión/adhesión de la capa intermedia de adhesivo con el encapsulante que en este caso está funcionando como capa de acabado.

Tanto el encapsulante como el adhesivo proporcionan películas de silicona homogéneas y transparentes que mantienen una alta flexibilidad debido a la presencia de los polímeros lineales o sustancialmente lineales de componente (A). El encapsulante, cuando se cura, tiene una más alta resistencia al rasgado que el adhesivo. Los aditivos anti-ensuciamiento se añaden al encapsulante, para incrementar la resistencia a la suciedad del material y se usan en cantidades que perceptiblemente no afectarán negativamente a sus propiedades de resistencia a la abrasión. En una composición tal como la del encapsulante de la presente invención, los aditivos anti-ensuciamiento se cree que migran y se extienden rápidamente en la interfase silicona/aire haciendo una superficie de baja energía superficial pero permanece químicamente unida a la matriz de silicona. La acumulación de suciedad sobre la cara que mira hacia afuera (en la interfase con el medioambiente) del encapsulante es inversamente proporcional a la energía de la superficie, que está relacionada con el nivel de aditivos anti-ensuciamiento de la superficie.

En uso, cuando se incluyen aditivos anti-ensuciamiento en la composición encapsulante; primero, ocurre una separación de fase superficial; el aditivo anti-ensuciamiento migra a la superficie y a continuación reacciona con el reticulador dando una superficie cubierta de flúor. La concentración de platino en la superficie se incrementa debido a la evaporación del inhibidor, conduciendo a un gradiente de velocidad de curado de la película desde la superficie hasta la masa. Proporcionando el resultado general una superficie mucho más dura y un material en masa mucho más suave que permite una relajación de tensión de la interfase entre el vidrio y la oblea.

En un aspecto, la invención presenta un encapsulante transparente formado de una composición de silicona que proporciona buenas propiedades adhesivas al vidrio frontal y a las células solares. El encapsulante juega el papel de una resina epoxídica, que muestra una buena adhesión a las células solares interconectadas, a los cables de conexión y al superestrato, por ejemplo, una placa de vidrio (módulos de obleas). La adhesión del encapsulante a las células solares requiere un buen humedecimiento de la célula y en una ocasión, se encontró deseable proporcionar tal humedecimiento por medio del adhesivo, que preferentemente tiene una viscosidad más baja que el encapsulante.

En el caso de producto encapsulante curado por peróxido se puede usar cualquier composición de silicona líquida apropiada. Típicamente los catalizadores de peróxido se usan para las reacciones basadas en radicales libres entre siloxanos que comprenden:

. grupos  $\equiv\text{Si-CH}_3$  y otros grupos  $\equiv\text{Si-CH}_3$ ; o

. grupos  $\equiv\text{Si-CH}_3$  y grupos  $\equiv\text{Si-alquenoilo}$  (típicamente vinilo); o

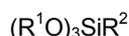
. grupos  $\equiv\text{Si-alquenoilo}$  y grupos  $\equiv\text{Si-alquenoilo}$ . Para el curado por peróxido, los componentes A y B anteriores serían retenidos preferentemente con un catalizador de peróxido apropiado y se pueden utilizar algunos o todos los aditivos descritos anteriormente (con la excepción de los inhibidores de curado que son específicos de la catálisis del tipo

hidrosililación). Los catalizadores de peróxido apropiados pueden incluir pero no están restringidos a peróxido de 2,4-diclorobenzoilo, peróxido de benzoilo, peróxido de dicumilo, perbenzoato de terc-butilo.

5 En el caso de sistema de curado de UV se puede utilizar cualquier polímero de silicona líquida apropiado junto con un fotoiniciador de UV cuando sea apropiado. Para los sistemas de curado de UV se pueden utilizar alguno o todos los aditivos descritos anteriormente (con la excepción de los inhibidores de curado que son específicos de la catálisis del tipo de hidroxililación).

Se puede utilizar cualquier otro sistema de curado apropiado para curar organopolisiloxanos con tal de que la composición de organopolisiloxano sin curar usada sea apropiada para la aplicación según uno cualquiera de los procedimientos descritos a continuación.

10 Los inventores han encontrado también un nuevo modo de pasivar la superficie de una célula solar y/o célula fotovoltaica que puede ser encapsulada por cualquier sistema, es decir, usando la composición tal como se describe en la presente invención o el procedimiento de la técnica anterior y técnicas de estratificación. El revestimiento de la superficie de la célula con un trialcoxisilano da como resultado una imprimación o capa pasivante que tiene buena adhesión a la superficie de la célula y típicamente al encapsulante usado. Pasivará la superficie y por ello  
15 incrementará el humedecimiento de la(s) célula(s) para reducir o evitar problemas con la formación de burbujas entre la célula y el encapsulante y/o adhesivo. También protegerá la célula después de la encapsulación de la introducción de agua y de la corrosión. El silano escogido se puede aplicar como prevestimiento sobre la(s) célula(s) solar(es) o se puede añadir en una concentración apropiada en la composición encapsulante. El prevestimiento puede comprender el silano solo o una disolución del silano en un disolvente tal como un alcohol, el  
20 último de los cuales se deja evaporar después de la aplicación. Típicamente, la capa del revestimiento de pasivación puede ser tan pequeña como 2 µm de gruesa. Lo más preferentemente la capa de pasivación se proporciona en células solares del tipo de oblea. Preferentemente el silano tiene la fórmula:



25 en la que R<sup>1</sup> es un grupo alquilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, R<sup>2</sup> se selecciona del grupo de un grupo alcoxi que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo alquilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono un grupo alqueno que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo acrílico o un grupo alquil-acrílico. Preferentemente, el trialcoxisilano es, por ejemplo, un trimetoxisilano o trietoxisilano, los más preferentemente metacrilopropiltrimetoxisilano.

30 Las ventajas de los módulos solares encapsulados que usan en encapsulante de silicona líquida descrito anteriormente incluyen:

- i) Una reducción del coste total en uso de los módulos, es decir, una reducción del coste total teniendo en cuenta todos los parámetros incluyendo material, procedimiento de aplicación, cantidad de material por metro cuadrado;
- ii) duración del módulo – los módulos hechos usando las composiciones descritas en la presente invención son tanto de eficiencia de fabricación mejorada como de problemas de decoloración reducidos después del envejecimiento  
35 debido a la exposición a UV.
- iii) debido a las propiedades físicas del encapsulante de silicona líquida, las propiedades de resistencia al fuego están significativamente mejoradas frente a los módulos de la técnica anterior.
- iv) la aplicación del encapsulante y, cuando se use, del adhesivo por cualquier método escogido usando las composiciones descritas en la presente invención, por ejemplo, revestimiento de cortina se realiza a temperatura ambiente (aunque se puede utilizar algún calentamiento).  
40

En otro aspecto de la presente invención se proporciona un método continuo para encapsular módulos de células solares usando el material encapsulante de silicona líquida descrito anteriormente.

45 El procedimiento industrial estándar actual generalmente utiliza un encapsulante termoplástico de EVA (acetato de etilvinilo) y un material de refuerzo estratificable tal como poliéster/Tedlar® y la célula o conjunto de células/módulo se prepara usando una técnica de estratificación. Típicamente, se usa un estratificador apropiado para estratificar el siguiente "sándwich" de capas.

- 1) superestrato de vidrio,
- 2) EVA,
- 3) serie de células solares,
- 50 4) EVA, y
- 5) Substrato en la forma de un material de refuerzo apropiado.

5 El procedimiento estándar usa el aparato estratificador para fundir las capas del “sándwich” a una temperatura en la región de 140°C (la temperatura real usada se determina en vista de la composición real que se está estratificando) a vacío durante alrededor de 20 minutos por módulo. Después de la laminación y la retirada del material de desecho, sobrante de lo requerido, la siguiente etapa del procedimiento discontinuo es usualmente la aplicación de un sello protector proporcionado para cubrir los bordes del módulo, seguido del enmarcado del módulo en el perímetro del marco, típicamente hecho de aluminio o material plástico y discutido previamente. La operación global se lleva a cabo de un modo discontinuo y es típicamente lenta y requiere mucha mano de obra.

10 Para simplificar la descripción del procedimiento según la presente invención el procedimiento se describirá tanto para los módulos de película delgada como de células solares del tipo oblea con respecto a las células que están soportadas sobre un sustrato o sustrato que soporta vidrio, pero se debe entender que el procedimiento de la presente invención se puede utilizar para cualquier composición de módulo apropiada adaptando meramente el procedimiento a las necesidades del módulo en cuestión.

15 Típicamente, los inventores han encontrado que para los módulos de células solares de película fina no se requiere adhesivo adicional ya que el encapsulante se une suficientemente bien directamente con la célula solar y sustrato/sustrato. Sin embargo, para células solares basadas en obleas, se requiere una capa adhesiva para adherir la célula solar (es decir, la oblea) al sustrato o sustrato. Aunque este puede estar en la forma de una capa del encapsulante como se describe anteriormente, se usa preferentemente el adhesivo descrito anteriormente.

20 El encapsulante líquido y el adhesivo se diseñan ambos para curarse y por lo tanto endurecerse con un grosor bien definido cuando se someten a radiación térmica o infrarroja. El uso de encapsulante, y cuando se requiera de adhesivo, permite al usuario hacer funcionar un procedimiento continuo en el que un encapsulante de silicona líquida se puede aplicar sobre células solares por medio de cualquier tipo apropiado de equipo de dispensación tal como por ejemplo revestidores de cortina, revestidores de boquilla con dispositivos de pulverización, revestidores por inmersión, revestidores por extrusión, revestidores de cuchilla y revestidores de pantalla y similares. Los módulos pre- y post-encapsulados se pueden alimentar continuamente usando una cinta transportadora para sustratos o sustratos planos y rígidos tales como vidrio o alimentar a un procedimiento rollo a rollo para sustratos o sustratos flexibles tales como láminas de acero inoxidable.

30 Una ventaja principal del procedimiento según la presente invención es que el encapsulante se aplica por lo tanto a la superficie de la célula sin o sustancialmente sin atrapamiento de burbujas de aire, un problema capital de los actuales procedimientos porque se cree que las burbujas de aire retienen humedad en condiciones de alta humedad y en el uso las células solares pueden estar sometidas a enormes variaciones de temperatura. La presencia de humedad es perjudicial para los módulos de células solares ya que se condensa en forma de agua líquida que induce la corrosión local de los contactos metálicos, en soldaduras o en células solares y además puede provocar la desestratificación prematura de los módulos.

35 En el caso de interconectar células solares del tipo oblea, el adhesivo como se describe aquí anteriormente preferentemente se pulveriza, reviste o dispensa uniformemente sobre la parte posterior de un sustrato o sustrato, por ejemplo, una placa de vidrio por medio de revestidores de cortina, dispositivos de pulverización, revestidores de inmersión, revestidores de extrusión, revestidores de cuchilla y revestidores de pantalla y similares, preferentemente un revestidor de cortina. A continuación las células solares interconectadas se depositan en/sobre el adhesivo sin curar. El adhesivo se cura/endurece a continuación térmicamente o por radiación infrarroja de tal modo que el adhesivo fija las células solares interconectadas en una posición predefinida sobre el sustrato/sustrato, por medio de un calentamiento o fuente de radiación IR apropiada, por ejemplo, un horno continuo o un medio de calentamiento in situ tal como un horno o placa caliente o similares. A continuación una cantidad de encapsulante como se describe aquí anteriormente se aplica uniformemente para encapsular totalmente todo el módulo por medio de revestidores de cortina, dispositivos de pulverización, revestidores de boquilla, revestidores de inmersión, revestidores de extrusión, revestidores de cuchilla y revestidores de pantalla y similares, preferentemente un revestidor de cortina y el módulo resultante se cura/endurece térmicamente a continuación o por radiación infrarroja usando una fuente de calentamiento o de radiación IR apropiada, por ejemplo, un horno continuo o un calentamiento in situ, preferentemente un horno continuo.

50 Alternativamente para sistemas de células solares basadas en obleas, una cantidad suficiente de encapsulante o, si se usa, de adhesivo se pulveriza, reviste o dispensa uniformemente sobre un sustrato/sustrato de vidrio y a continuación las células solares interconectadas se sumergen cuidadosamente en una cantidad adicional del mismo material y subsecuentemente el módulo resultante se cura y endurece térmicamente o por radiación infrarroja y cuando se requiera su pulveriza, reviste o dispensa (como se describe anteriormente) uniformemente una capa de acabado de encapsulante sobre el adhesivo curado y subsecuentemente se cura y endurece térmicamente o por radiación infrarroja como se describe anteriormente.

55 En un aspecto de la presente invención, el material del marco o borde de cierre se puede aplicar al sustrato/sustrato antes de la encapsulación y no después de la finalización del procedimiento de encapsulación vía los procedimientos de estratificación de la técnica anterior. Este forma una guía por donde se necesita aplicar en forma líquida el encapsulante y/o adhesivo.

Preferentemente la aplicación tanto del encapsulante como del adhesivo se pueden llevar a cabo a alrededor de temperatura ambiente pero se puede utilizar algún calentamiento hasta, por ejemplo, una temperatura de 75°C, preferentemente no mayor de 50°C para reducir la viscosidad del encapsulante o adhesivo que se está aplicando sobre el módulo.

- 5 Preferentemente, las conducciones eléctricas en un módulo se tratan usando cualquiera de los métodos anteriormente sugeridos y se protegen del revestimiento con encapsulante y/o adhesivo si se usa.

10 Las conducciones protegidas se pueden unir adicionalmente en una caja de conexiones eléctricas sobre el substrato o material de capa dorsal para formar un cierre integral. Los revestimientos de silicona líquida se pueden sellar e insertar en un marco metálico, termoplástico o elastómero que también proporciona protección adicional contra la penetración de agua en el borde del panel. Sin embargo, se identificó que con un encapsulante de silicona según la presente invención tal marco no era necesariamente requerido al contrario de para los módulos de células solares preparados por procedimientos del tipo de estratificación de la técnica anterior.

15 Un aspecto muy importante cuando se compara con los procedimientos basados en estratificación de la técnica anterior es que todo el procedimiento según este aspecto de la invención se puede automatizar en una línea de montaje integrada con control del procedimiento y como tal requiere significativamente menos mano de obra.

20 En una realización preferida del procedimiento según la presente invención se proporciona un procedimiento continuo que usa uno o más medios de revestir el encapsulante y adhesivo (cuando se use) tales como revestidores de cortina, dispositivos de pulverización y revestidores de boquilla, revestidores de inmersión, revestidores de extrusión, revestidores de cuchilla y revestidores de pantalla y similares, aunque se prefieren los revestidores de cortina seguido de una apropiada etapa de curado, típicamente usando un horno térmico o de IR.

25 Este procedimiento se puede usar tanto para sistemas orgánicos como de silicona con tal de que la viscosidad de los revestimientos implicados sea apropiada para uso en combinación con los medios para aplicar el revestimiento tales como un revestidor de cortina, aunque el procedimiento se usa preferentemente en combinación con formulación de encapsulante y adhesivo del tipo descrito aquí. Por consiguiente, preferentemente la viscosidad de la composición sin curar no es mayor de 50000 mPa.s y lo más preferentemente no mayor de 40000 mPa.s.

30 Los medios preferidos para aplicar encapsulante y, cuando se requiera, adhesivo es por medio de un revestidor de cortina. El revestimiento de cortina es un procedimiento para aplicar una delgada capa de líquido sobre un material sólido. Las máquinas de revestimiento de cortina están adaptadas para dispersar líquido con un caudal controlado en toda la anchura de su cabeza de revestimiento sobre un blanco (en el caso de esta solicitud, módulos de células solares). El flujo delgado, amplio resultante de líquido se parece a una "cortina" de ahí el nombre "revestidor de cortina". Haciendo pasar el blanco (los módulos de células solares) bajo la cortina de líquido a una velocidad constante predefinida se deposita una capa uniforme de líquido sobre el blanco (los módulos de células solares). La capacidad del usuario para controlar tanto el caudal del líquido como la velocidad del blanco a través de la cortina de líquido hace que se obtenga un grosor muy preciso del revestimiento.

35 El encapsulante o adhesivo se retiene inicialmente en un depósito de reserva, y cuando se requiere se bombea desde el depósito, a través de un filtro hasta la cabeza de revestimiento. La cabeza de revestimiento puede estar presurizada o no presurizada dependiendo de la viscosidad del revestimiento que se está usando (pero en la presente invención estará usualmente presurizada debido a la viscosidad del encapsulante y adhesivo cuando se use. El encapsulante o adhesivo fluye a través de una boquilla en la cabeza de revestimiento para formar una "cortina" de líquido bajo los efectos de la gravedad. El módulo de células solares que se va a revestir se transfiere a lo largo de una cinta transportadora de alimentación, a través de la cortina de material, y sobre una cinta transportadora de alimentación de salida. Preferentemente la "cortina" de encapsulante o adhesivo es más ancha que los módulos de células solares que se están revistiendo de modo que todo el material en exceso cae a través de un hueco entre las cintas transportadoras de alimentación de entrada y de alimentación de salida a un foso de recogida, y fluye de nuevo hacia el depósito de alimentación, evitando por ello cualquier pérdida innecesaria.

40 El depósito de alimentación es típicamente profundo y construido con deflectores, de modo que el encapsulante o adhesivo debe seguir un camino "tortuoso", dando tiempo por ello a que cualquier aire atrapado escape antes de llegar a la bomba de succión.

50 Un revestidor de cortina se usa generalmente para procedimientos que incluyen líquidos mucho menos viscosos y era imperativo para el procedimiento de la presente invención que el revestidor de cortina no provocara espuma o burbujeo. Se requirieron varios ajustes en el equipo de almacenamiento para manejar líquidos de las viscosidades del encapsulante y adhesivo descritos en la presente invención. Estos se referían principalmente a reducir la cantidad de aire atrapado en el sistema para minimizar la posibilidad de que el encapsulante y adhesivo, cuando se use, formaran espuma o retuvieran burbujas de aire. El revestidor de cortina estaba provisto preferentemente de bombas de alta potencia ya que las bombas de diafragma estándar no se pueden usar dado que introducen aire en el sistema y no serían prácticas para la aplicación del encapsulante líquido que puede tener una viscosidad relativamente alta para un líquido de hasta, por ejemplo, 10.000 mPa.s.

- 5 Preferentemente, el revestidor de cortina tiene un sistema de alimentación central. Esto es porque aunque se puede alimentar líquido de más baja viscosidad desde cualquier posición en la cabeza del revestidor, pero a medida que la viscosidad de los líquidos utilizados es más alta de lo normalmente esperado para uso con este tipo de revestidor dando como resultado la necesidad de que se requieran tiempos más prolongados de lo normal para nivelar el encapsulante y/o adhesivo en los módulos.
- 10 Preferentemente, la cabeza del alimentador del revestidor de cortina utiliza alimentación superficial para evitar la incorporación de aire. Esto es porque los líquidos de menor viscosidad del tipo típicamente aplicado por medio de revestidores de cortina se alimentan en cualquier posición de profundidad sumergida (dimensión z) desde el fondo hasta la cima del depósito de la cabeza del revestidor, normalmente se alimenta de una manera sumergida para controlar las salpicaduras.
- 15 Preferentemente, el revestidor de cortina tiene una “bandeja” anti-salpicaduras en el fondo de la caída de la cortina. Esta se proporciona en forma de una bandeja de metal laminado que se proporciona para contribuir al flujo laminar en la descarga y ayudar a prevenir la incorporación de aire.
- 20 Preferentemente los depósitos de alimentación son preferentemente tanto más grandes (capacidad total) como más altos que los depósitos de alimentación normales usados para los revestidores de cortina estándar, para permitir que las burbujas de aire incorporadas se eleven a la superficie del depósito según la ley de Stokes, y de nuevo ayude a reducir el aire incorporado.
- 25 Preferentemente la velocidad de funcionamiento normal del revestidor de cortina se puede rebajar comparado con los revestidores de cortina de la técnica anterior. Esto es preferible debido al menor intervalo de velocidad de funcionamiento del sistema de transporte del revestidor para permitir mejor control de velocidad de la velocidad de alimentación de los superestratos y/o substratos de vidrio a través del revestidor de cortina, proporcionando por ello mejor control del grosor de la cortina.
- 30 Preferentemente, el revestidor de cortina comprende una pluralidad de varias guías de cortina para la cabeza de revestidor para controlar la anchura de la cortina y/o permitir el uso de una serie múltiple de cortinas. Esto proporcionó flexibilidad del revestimiento y permitió el uso del mismo equipo de revestimiento para el revestimiento de muchos tamaños diferentes de módulos y conjuntos solares y similares.
- 35 Preferentemente, el revestidor de cortina comprende una larga conducción de vuelta y un coalescedor para retirar del sistema las burbujas grandes.
- 40 El revestidor de cortina puede comprender también opcionalmente un sistema de calentamiento para calentar el líquido a medida que se aproxima a la cortina. Calentar el encapsulante y adhesivo, cuando se use, a alrededor de 50°C, tiene la ventaja de reducir la viscosidad y mejora la probabilidad de que cualquier burbuja microscópica presente en la composición que se va a aplicar suba a la superficie.
- 45 Preferentemente el encapsulante y adhesivo se desairean previamente al revestimiento. Se puede utilizar cualquier procedimiento de desaireación apropiado, por ejemplo, a vacío pero preferentemente el revestidor de cortina está provisto de un eliminador semicontinuo a vacío para desairear el líquido antes de alimentarlo o cuando vuelve a la cabeza del revestidor.
- 50 Preferentemente se puede integrar en el sistema un robot multieje (preferentemente de seis ejes) para automatizar la colocación precisa de los módulos de células solares en la cinta transportadora de alimentación de entrada y para insertar/colocar con precisión una célula solar o serie de células solares interconectadas en posición sobre el substrato o superestrato. Esto es particularmente preferido en el caso de sistemas de células solares basadas en obleas en los que la colocación de la célula sobre el superestrato o substrato es particularmente crítica. Se puede utilizar cualquier robot apropiado. El dispositivo de sujeción robótico para sostener y manipular las células solares o los módulos de células solares (es decir, el dispositivo unido al brazo de montaje del robot que manipulará las células solares o los módulos de células solares) puede ser de cualquier tipo apropiado pero es preferentemente una serie de copas de succión a vacío adaptadas para sujetar las células solares o módulos de células solares en un plano (típicamente horizontal).
- 55 En el caso de una serie interconectada de células solares la placa de sujeción preferentemente tiene por lo menos una copa a vacío por célula para evitar cualquier estrés en las lengüetas sobre, bajo y entre las células. Típicamente para una sola célula solar se utiliza una sola copa a vacío levantando la célula hasta cuatro clavijas de teflón que determinaban una posición exacta. Típicamente para cada célula solar, se utilizan una o dos pequeñas copas a vacío, que levantan la célula solar hasta unos puntos o clavijas de colocación que determinan la posición exacta de la célula con relación al substrato o superestrato y permiten la colocación exacta de la célula sobre el substrato o superestrato.
- El robot puede, por ejemplo, recoger estas células solares o series de células solares interconectadas de una posición fija y a continuación colocarlas en una capa delgada de silicona líquida sobre un superestrato o substrato (una placa de vidrio). La placa de vidrio se puede bordear con un dique de sellante curado para mantener en su

- lugar el líquido. La placa de vidrio puede estar montada encima de un horno especial de IR cercano que se fabricó para curar el líquido cuando las células se mantuvieron en su lugar por el robot. El robot estaba adaptado para manipular las células de modo que se podría determinar el mejor método de humedecimiento. En general, en el caso de una sola célula solar se colocó un borde de la célula solar en el líquido y el resto de la célula solar se bajó a una velocidad y ángulo predeterminados para permitir que un menisco de líquido fluyera gradualmente sobre la célula y la humedeciera. Preferentemente el robot comprende un servomotor tal que la velocidad de inmersión de la célula solar disminuye gradualmente a medida que el ángulo de la célula en el líquido llega a estar más cercano a la horizontal. En el caso de un conjunto de cuatro células que están colocadas borde con borde, es decir, formando el borde alineado de las cuatro células el punto de intersección, las células se aplicaron sin formación de burbujas.
- 5
- 10 Cualquier horno apropiado se puede utilizar para curar las capas aplicadas de encapsulante y adhesivo, los hornos continuos son particularmente preferidos para curar las capas aplicadas de encapsulante. Los hornos continuos pueden comprender emisores de IR de onda carta (longitudes de onda de 1,2 a 1,4  $\mu\text{m}$ ), emisores de IR de onda media (longitud de onda de 1,4 a 2,7  $\mu\text{m}$ ) pero preferentemente comprenden emisores de onda media y la temperatura en el horno se optimizará para el revestimiento referido pero típicamente estará en la región de
- 15 alrededor de 120 a alrededor de 200°C. Preferentemente en los casos en los que se utiliza una capa adhesiva el módulo que contiene una célula solar o una serie de células solares interconectadas se sujeta en su lugar por medio de un robot y se cura in situ usando cualquier medio de calentamiento apropiado tal como un horno estático o placa caliente a una temperatura en la región entre 150 y 250°C.
- 20 Un procedimiento para la aplicación tanto de adhesivo como encapsulante puede comprender, por ejemplo, las siguientes etapas:
- 1) se aplica un material de enmarcado o cierre a un panel de substrato o superestrato de vidrio limpio, preferentemente esto tiene lugar en una tabla XY sobre la que se había colocado previamente la placa. El material de enmarcado se utiliza para proteger los bordes del panel e importantemente proporciona una barrera a la humedad, y sirve como dique para contener el encapsulante líquido y, cuando se use, el adhesivo previamente a su curado.
- 25
- 2) El panel de vidrio enmarcado resultante se transporta a través de un horno continuo para curar totalmente el material de enmarcado o sellado.
- 3) el panel con el material de enmarcado curado se transporta a través de un medio para aplicar una capa de adhesivo (preferentemente por medio de una operación de revestimiento de cortina (aunque se puede utilizar cualquiera de las otras a las que nos referimos anteriormente)). Preferentemente se aplica en un revestimiento muy uniforme una capa de 150 a 1000  $\mu\text{m}$ , más preferentemente una capa de alrededor de 400  $\mu\text{m}$  de material adhesivo.
- 30
- 4) si se requiere el robot multieje puede recoger un conjunto solar (de células solares interconectadas) usando, por ejemplo, un dispositivo de sujeción de copas a vacío, y a continuación se reviste por inmersión el conjunto solar en una imprimación de trialcóxido de silano que está adaptada para proteger las células de la humedad. Esta imprimación también pasiva la superficie de las células solares para ayudar a evitar la formación de burbujas durante el procedimiento de curado del adhesivo.
- 35
- 5) en el caso en el que ocurre la etapa 4 la serie de células solares interconectadas tratadas con silano se seca a continuación preferentemente con el uso del robot. El robot a continuación coloca la serie de células solares imprimadas sobre el panel enmarcado, y en la capa de adhesivo, usando, por ejemplo, un movimiento lento de seis ejes en el que en tales casos ocurre una colocación de las células muy precisa proporcionada por un séptimo eje en el dispositivo de sujeción. Preferentemente esta colocación se realiza en una mesa "manipulada" extremadamente plana que proporciona una repetitividad muy precisa de la colocación. Esta mesa resuelve los muchos problemas de tolerancia inherentes al vidrio y las células solares. Preferentemente, esta mesa manipulada tiene un calentador incluido en ella que cura la capa adhesiva en pocos minutos y de este modo fija las células en una posición permanente después de lo cual el robot se adapta para liberar el vacío y el panel se mueve a la siguiente etapa. Sin embargo, alternativamente la combinación vidrio/célula/adhesivo se puede curar en un horno continuo.
- 40
- El "conjunto" de panel post-curado resultante se transporta a continuación a través de un segundo revestidor de cortina en el que se aplica en un revestimiento muy uniforme una capa de 20  $\mu\text{m}$  a 1200  $\mu\text{m}$ , preferentemente entre 20  $\mu\text{m}$  y 1000  $\mu\text{m}$ , más preferentemente entre 200  $\mu\text{m}$  y 700  $\mu\text{m}$ , incluso más preferentemente de 400  $\mu\text{m}$  a 800  $\mu\text{m}$  y lo más preferentemente de 400  $\mu\text{m}$  a 700  $\mu\text{m}$  del encapsulante.
- 45
- 50
- El módulo que ha tenido aplicado el encapsulante se transporta a continuación a través de un horno continuo apropiado (por ejemplo, convección/IR) en el que se cura el encapsulante en forma de material de refuerzo resistente liso.
- 55
- El panel enmarcado final se transporta a continuación a un área de montaje que es similar y que puede incluso ser la misma que la de los sistemas existentes en la que se une la caja de uniones eléctricas, y el panel se envasa o avanza, cuando se requiera, a una etapa de enmarcado. El material de enmarcado usado es un termoplástico u otro material de amortiguamiento apropiado también ayuda en esta etapa porque el material de enmarcado curado está

atornillado a un perfil de aluminio sin ninguna "exclusión". Esta exclusión de exceso de material de protección del marco es un problema con la cinta adhesiva por los dos lados o sellante que se usa actualmente en la industria, dado que requiere recorte y limpieza del vidrio.

5 Todo el procedimiento según la presente invención es una línea de montaje automatizada, o fabricación de funcionamiento unitario continuo, que usa control electrónico del procedimiento tal como PLC. Hay sensores, transportadoras, interruptores limitantes y áreas de amortiguación (para cualquier desacoplamiento de velocidades de operaciones unitarias particulares). Preferentemente, el procedimiento continuo de la presente invención proporciona un metro lineal de panel por minuto que es una mejora significativa frente a la actual velocidad de producción.

10 La invención se entenderá más claramente a partir de la siguiente descripción de algunas de sus realizaciones dadas a modo de ejemplo solo con referencia a los dibujos adjuntos, en los que

**Dibujos**

La FIG. 1 ilustra un módulo convencional de células solares en un marco;

La FIG. 2 ilustra una célula solar adicional de película delgada convencional;

15 La FIG. 3 ilustra un módulo solar de tipo de oblea;

La FIG. 4 ilustra un módulo solar de tipo de oblea sin un marco de aluminio de perímetro clásico; y

La FIG. 5 ilustra un procedimiento preferido de encapsulación de módulos solares para módulos solares de tipo oblea.

20 Las FIGS. 1 y 2 ilustran módulos de células solares de tipo oblea convencional. En la FIG. 1 se proporciona un módulo 1 de célula solar de tipo oblea con un sustrato o capa dorsal (backskin) 2 de Tedlar®. El módulo consiste también en un superestrato 3 frontal de vidrio, células 4 solares interconectadas intercaladas entre dos láminas de EVA 5, 6. Una capa 9 de interconexión adicional que comprende cualquier material apropiado se puede proporcionar entre las láminas 5, 6 de EVA, sin embargo, típicamente la capa 9 de interconexión comprende una mezcla de materiales de las dos láminas 5, 6 de EVA. Típicamente el sustrato o capa dorsal 2 de Tedlar® se preestratifica a la lámina 6 de EVA antes de la estratificación en el módulo de células solares. El módulo 1 está bordeado con un sello 7 de caucho que forma una unión con un marco 8 de aluminio. En la FIG. 2 se muestra un módulo 10 de células solares del tipo de película delgada convencional con un superestrato 11 de TEFZEL, una célula 12 solar de película delgada de silicio sobre sustrato 13 de acero inoxidable, intercalada entre dos láminas 14, 15 de EVA. Se puede proporcionar una capa 16 de interconexión adicional, que comprende un material apropiado entre las láminas 14 y 15 de EVA, sin embargo, la capa 16 de interconexión típica comprende una mezcla de materiales de las láminas 14, 15 de EVA. En ambos casos, la encapsulación se obtiene por medio de técnicas de estratificación tales que las distintas capas mostradas están estratificadas con sus vecinas. Este procedimiento puede ser laborioso y se debe llevar a cabo en un procedimiento de tipo discontinuo.

25 La FIG. 3 ilustra un módulo 20 solar del tipo oblea con un marco 21 de aluminio de perímetro, un superestrato 22 de vidrio frontal, una caja 23 de conexiones y células 24 solares interconectadas encapsuladas según un encapsulante 25 de silicona curada según la presente invención. En este ejemplo se muestra un sustrato 26 pero aunque este se puede utilizar típicamente el encapsulante de la presente invención para encapsular un módulo de células solares debería ser suficiente sin la necesidad de ninguna de tales capas dorsales a menos que haya una razón específica debida a la aplicación implicada.

30 La FIG. 4 ilustra un módulo 30 de obleas sin un clásico marco de aluminio de perímetro del tipo indicado como 21 en la FIG. 3. comprende un superestrato 31 frontal de vidrio y una caja 32 de conexiones. Se proporcionan células 34 solares de tipo oblea interconectadas en posiciones predeterminadas entre sí 34 y el superestrato 31 en una capa de adhesivo 33 de silicona. Se proporciona una capa de acabado de encapsulante 35 de silicona como superficie dura para proteger las obleas 34 del medio ambiente para mejorar la vida útil del módulo solar como medio para generar electricidad de la luz del sol. Las conducciones eléctricas que unen obleas 34 adyacentes están revestidas de un modo tal que pueden estar unidas adicionalmente al material de la capa dorsal o como en este caso al encapsulante de silicona para formar un cierre integral.

35 La FIG. 5 se proporciona para ilustrar un módulo solar del tipo de película delgada encapsulada según la presente invención. Se proporciona un sustrato o soporte 37 sobre el que se ha revestido una película delgada de material 39 semiconductor. La película delgada se encapsula usando una capa de encapsulante 38 de silicona según la presente invención. Típicamente, la película delgada habrá sido aplicada previamente sobre el sustrato 37, por ejemplo, por técnicas de deposición de vapores químicos o pulverización catódica.

40 La FIG. 6 está prevista para ayudar al lector a apreciar el procedimiento continuo de encapsulación descrito en la presente invención. El procedimiento descrito se refiere a la encapsulación de módulos de células solares del tipo oblea que requieren tanto una capa adhesiva como una capa encapsulante para encapsular totalmente el módulo.

Se proporcionan tres cintas transportadoras 50, 51, 52 para transportar los módulos de células solares 53a, 53b, 53c, 53d, 53e a través de las etapas del procedimiento de encapsulación. Se proporciona también un primer revestidor 54 de cortina para la aplicación de adhesivo de silicona. Un colector 55 está situado bajo el revestidor 54 de cortina para recoger adhesivo de silicona sin usar. Se proporciona una bomba (no mostrada) para devolver dicho adhesivo de silicona sin usar desde el colector 55 hasta un depósito 56 de almacenamiento que suministra adhesivo de silicona al revestidor 54 de cortina. Un robot 57 de seis ejes se utiliza para la colocación precisa de las células solares o grupos de células solares interconectadas en o sobre una capa de adhesivo de silicona sin curar sobre el módulo 53b antes de curar el adhesivo de silicona. Se puede utilizar cualquier número apropiado de células solares interconectadas eléctricamente. Se proporciona un primer horno 58 como medio de curado de la capa de adhesivo. Se proporciona un segundo revestidor 59 de cortina para la aplicación de encapsulante de silicona sobre la capa de adhesivo curado del módulo 53d. Se proporciona un colector 60 para recoger encapsulante de silicona sin usar que se devuelve a un depósito 61 de almacenamiento o se dirige al revestidor 59 de cortina para su reutilización. Se proporciona un segundo horno 62 para curar la capa encapsulante sobre la capa adhesiva.

En uso, un módulo de células solares se coloca inicialmente sobre la cinta 50 transportadora y se transporta hasta el extremo del transportador 50 y a través de una cortina de adhesivo de silicona líquida suministrada por el revestidor 54 de cortina, como se indica por el módulo 53a. Subsecuentemente a la aplicación del adhesivo de silicona líquida el módulo se transporta a lo largo del transportador 51 hasta una posición predeterminada (como se identifica por el módulo 53b) en la que una célula solar o series de células solares interconectadas se colocan con precisión en una posición predeterminada en o sobre la capa adhesiva líquida sin curar por el robot 57. Subsecuentemente a la colocación de la(s) célula(s), el módulo continúa siendo transportado a lo largo del transportador 51 a través de un horno 58 continuo (se apreciará que el horno continuo es solo uno de los medios alternativos de curar la capa adhesiva). Preferentemente, cuando se usa, el horno es de un tipo de IR.

Después de que la capa adhesiva ha sido curada en el horno 58, por lo que se ha(n) colocado rígidamente la(s) célula(s) en el módulo, se transporta el módulo hasta el extremo del transportador 51 hasta el segundo revestidor 59 de cortina en el que se aplica (53d) una capa de encapsulante de silicona líquida. El módulo se transporta a continuación a través del horno 62 sobre el transportador 52 para curar la capa encapsulante sobre la capa (53e) adhesiva, después de lo cual la célula solar totalmente encapsulada se puede retirar del transportador y almacenar para uso futuro.

**Ejemplos**

Ejemplo 1: Preparación de composición de silicona de esta invención:

35,42 g de polidimetilsiloxano terminado en  $\alpha,\omega$ -dimetilvinilosiloxi que tiene un peso molecular de 62000 g/mol y un contenido de vinilo de 0,15%; 7 g de poli(dimetilsiloxano-co-metilhidrogenosiloxano) que contiene 1,45% de unidades de hidrógeno; 47,22 g de disolución de p-xileno de resina MQ dimetilvinilada (63% de resina en xileno) se mezclaron íntimamente y se eliminó el p-xileno a presión reducida. Después de la retirada del disolvente, 0,825 g de trifluoropropilsilsesquioxano terminado en dimetilhidrogenosiloxi y 20 ppm de catalizador de platino disuelto en un polímero de vinilo de bajo peso molecular se añadieron a la mezcla para hacer la composición final. La composición de silicona se revistió sobre un panel de 20 cm x 20 cm de vidrio y se curó a 120°C durante 30 minutos. La Tabla 1 da los datos de transmisión de luz ultravioleta (UV) y visible (V) de una película de 200  $\mu$ m de esta composición comparada con la película comercial de EVA del mismo grosor. La composición de silicona muestra una más alta transmisión de luz a 300 y 500 nm y similar transmisión a 633 nm. La energía UV absorbida provoca que EVA amarillee y que se vuelva marrón y este efecto se sabe que afecta a la transmisión de luz visible.

Tabla 1: Transmisión comparativa de luz ultravioleta y visible como función de la longitud de onda para EVA (ELVAX) y material de silicona preparado en el ejemplo 1

Muestras	Muestra	% de transmitancia			
		633 nm	500 nm (499,43)	400 nm (400,20)	300 nm (299,67)
EVA 1 (200 $\mu$ m)	1	78	75	70	1
EVA 3 (200 $\mu$ m)	2	85	83	80	0
EVA 3 (200 $\mu$ m)	3	85	83	80	1
Material de silicona (200 $\mu$ m)	1	84	83	81	73
Material de silicona (200 $\mu$ m)	2	83	82	80	73

Los valores registrados aquí son más bajos que los reales debido a la reflexión de la luz sobre la superficie de la muestra.

5 Ejemplo 2: Composición de silicona que exhibe más alta resistencia a la abrasión Taber que los estratificados de ETFE/EVA.

Las muestras de película de composición similar a la descrita en el ejemplo 1 se sometieron a un medidor de abrasión Taber (Taber 5131 equipado con ruedas de abrasión calibre CS-10) midiendo el cambio de transmisión de luz como función del número de ciclos.

10 La figura 1 indica que después de 40 y 80 ciclos, el Tefzel® ha perdido 25% y 35% de la transmisión de luz respectivamente mientras que el encapsulado de silicona de esta invención ha perdido solo 8% de transmisión de luz después de 100 ciclos.

15 Tabla 2: % de pérdida de transmisión de luz como función de los ciclos de abrasión (Taber 5131, Calibrase CS-10) (1): Tefzel® 25 µm (2) y (3) encapsulante de silicona de esta invención que tienen un grosor de 100 µm y 200 µm. Un estratificado de EVA/TEFZEL® que tiene un grosor de 200 µm no mostró más alta resistencia a la abrasión que la muestra 1.

Número de ciclos	Grosor del Tefzel®: 25 µm	Grosor del encapsulante de silicona: 100 µm	Grosor del encapsulante de silicona: 200 µm
0	100	100	100
5	80,6	98,3	98,3
20		96,5	96,5
40	76,2	-	-
60	74,2	92,5	94,2
80	70,4		
100		91,1	93,6

Ejemplo 3: Dureza Shore A de composiciones de silicona curada según la invención que muestran un gradiente de dureza desde la superficie hasta el interior.

20 Se curaron ejemplos de composición similar que la descrita en el ejemplo 1 en una copa de aluminio para hacer muestras planas de 3 mm de grosor. Se varió la concentración de catalizador de 3,6 ppm a 7,1 ppm y las muestras se dejaron curar durante 30 minutos a 120°C. La Figura 2 muestra la variación de dureza shore A para la superficie tanto superior como inferior de la muestra como función de la concentración de catalizador. A 2,8 ppm la muestra forma costra en la superficie pero no se cura totalmente. La muestra muestra que la superficie superior es más dura que superficie inferior indicando un curado más rápido o completo en la superficie que en el interior. Los valores de dureza comparativamente más altos indican una alta resistencia a la abrasión y buenas propiedades superficiales, mientras que el valor bajo de dureza (superficie inferior) indica material más blando, bueno para la protección de las células. El material duro que está en contacto con una superficie de célula solar es probable que induzca una alta tensión en la superficie célula/material y por lo tanto una potencial desestratificación prematura, especialmente durante el cambio de ciclo térmico.

30

Tabla 3. Variación de dureza como función de la concentración de platino para la superficie superior y la superficie inferior de una encapsulación de silicona de esta invención curada en una copa de aluminio.

Catalizador de Pt	Dureza (Shore A) de la superficie superior	Dureza (Shore A) de la superficie inferior
3,6	48,4	46,9
4,3	49,5	46,4
5	50,1	47,3
5,7	50,4	47,4
6,4	50,1	47,6
7,1	50,2	48

5 Ejemplo 4: Adhesión del encapsulante según la invención sobre un panel de vidrio después del ensayo de calor húmedo.

10 Muestras de encapsulante de silicona de similar composición a la descrita en el ejemplo 1 se revistieron sobre un panel de vidrio de 200 mm x 20 mm para hacer una capa de 1000 µm de grosor. Una oblea de silicio de 15 mm x 15 mm de 650 µm de grosor se sumergió en el encapsulante líquido y a continuación el conjunto se curó durante 30 minutos a 120°C. La muestra curada se sometió a un ensayo de envejecimiento por humedad/temperatura (80°C/85% de humedad relativa (HR)) durante 41 días. No se pudo observar desestratificación visible, incluso después de 60 días, la muestra exhibía aún una buena adhesión al vidrio.

Ejemplo 5: Revestimiento de paneles de vidrio con un revestidor de cortina modificado de esta invención y encapsulante solar de silicona de esta invención

15 Se alimentaron 40 kg del encapsulante de silicona de esta invención que tiene una viscosidad de 7000 mPa.s a un revestidor de cortina que tiene 9 kg de cabida de polímero y a continuación se bombearon a 5,5 kg/min para hacer una buena cortina. Paneles de vidrio de 500 x 500 mm se alimentaron continuamente al revestidor a 45 m/min para formar una película de polímero de 70 µm, después de 6 pasadas bajo la cortina, se formó una buena película de polímero de 433 µm de grosor. A continuación se alimentó el vidrio a 1 m/min a un largo horno de infrarrojos equipado con cuatro lámparas a 1000 vatios cada una. La muestra se endurece rápidamente para impartir a la superficie de vidrio una alta resistencia al rayado de la superficie.

Ejemplo 6: Revestimiento de paneles solares de vidrio con un revestidor de cortina modificado de esta invención y encapsulante solar de silicona de esta invención.

25 Se repitió el ejemplo 5 excepto que cuatro células solares interconectadas se pegaron manualmente sobre los paneles de vidrio usando una capa adhesiva de base de silicona de 100 µm. El vidrio solar con las interconexiones en su cara superior se hizo pasar a través de la cortina a 20 m/min para hacer una capa superior de 200 µm, repitiendo la etapa de revestimiento una vez dio como resultado un panel solar revestido con 400 µm que encapsulan las interconexiones. La capa superior se endurece a continuación haciéndola pasar a 0,5 m/min por un túnel de infrarrojos de 0,8 m de longitud equipado con lámparas de IR de 8 kW de Heraeus.

30 Ejemplo 7: Encapsulación de una primera serie de células interconectadas de película delgada de a-Si comercialmente disponibles con el encapsulante de silicona de la presente invención.

35 Un substrato de vidrio se limpió inicialmente usando un disolvente apropiado, en este caso acetona y a continuación la placa de vidrio/película delgada se trató con metacrilopropiltrimetoxisilano y se secó usando aire comprimido. El encapsulante usado comprendía 45% en peso de polidimetilsiloxano terminado en  $\alpha,\omega$ -dimetilvinilsiloxi que tiene un peso molecular de 62000 g/mol y un contenido de vinilo de 0,15%; 18,6% en peso de copolímero de dimetilsiloxano-co-metilhidrogenosiloxano terminado en trimetoxi que contiene 1,45% de unidades de hidrógeno; 30,3% en peso (sólidos) de disolución de p-xileno de resina MQ dimetilvinilada (63% de resina en xileno), 5% en peso de promotor de adhesión, 0,14% en peso de inhibidor de curado de maleato de dialilo, 0,11% en peso de catalizador de platino y 0,38% en peso de trifluoropropilsilsesquioxano terminado en dimetilhidrogenosiloxi.

40 El encapsulante se aplicó sobre el módulo manualmente y después de nivelar, se curó en un horno estándar a una temperatura de 120°C durante 20 minutos.

Se midieron las características eléctricas antes y después de 10 días de procedimiento de envejecimiento establecido en el ensayo de Humedad-congelación descrito en IEC 1646, que comprendía 10 ciclos de 24 horas con

la temperatura variando de -40°C a 85°C en 85% de humedad relativa (HR) y los resultados se proporcionan en la Tabla 4 a continuación.

Tabla 4

Nombre		Pmax (W)	Delta de Pmax (%) / medidas previas
Célula de control	Muestra antes de acondicionar	5,389	3,9%
	Muestra después de 10 días	5,600	
Muestra sin marco	Muestra antes de acondicionar	5,206	-2,9%
	Muestra después de 10 días de acondicionamiento	5,053	
Muestra con marco	Muestra antes de acondicionar	4,979	-1,4%
	Muestra después de 10 días de acondicionamiento	4,908	

5 Ninguna de las muestras ensayadas mostraron decoloración o desestratificación y todas las muestras pasaron el ensayo de corriente de fuga en húmedo estándar como se define en el IEC 1646 después del periodo de acondicionamiento.

10 Según los requerimientos de IEC 1646 después de acondicionar una muestra no debería mostrar ningún circuito abierto o corriente de fuga, ningún defecto visual y cualquier disminución de la potencia máxima no debe ser mayor de 5% usando todos los módulos de película delgada de la presente invención encapsulante solo (es decir, no se requiere capa adhesiva). Estos hallazgos son totalmente opuestos a las expectativas de la industria y el uso de un encapsulante de silicona como se describe aquí anteriormente es capaz de proporcionar el nivel de protección apropiado para el módulo solar o fotovoltaico.

15 Ejemplo 8: Ensayo de humedad-congelación de una serie diferente de células interconectadas de película delgada de a-Si comercialmente disponibles.

Con la excepción de que el vidrio se lavó con etanol en lugar de acetona y de que se usó un tipo diferente de célula solar comercialmente disponible, el procedimiento seguido fue idéntico al procedimiento en el Ejemplo 7 anterior como se establece en el IEC 1646.

Caracterización de la muestra

20 Se midieron las características eléctricas antes y después de un procedimiento de envejecimiento de 10 días establecido en el ensayo de humedad-congelación en el IEC 1646, que comprendía 10 ciclos de 24 horas con la temperatura variando de -40°C a 85°C en 85% de humedad relativa (HR).

La caracterización eléctrica de las muestras se llevó a cabo tanto antes como después del acondicionamiento y los resultados se resumen en la Tabla 5 a continuación.

25

Tabla 5

Descripción	Acondicionamiento	Pmax (W)	Delta de Pmax (%) / medidas previas
Tipo a			
Referencia sin acondicionamiento	Antes del acondicionamiento	1,13	-0,4%
	Después de 10 días	1,13	
Muestra 1a con marco	Antes del acondicionamiento	1,11	4,3%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,153	
Muestra 2a sin marco	Antes del acondicionamiento	1,21	2,5%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,24	
Tipo b			
Referencia	Antes del acondicionamiento	1,14	-1,5%
	Después de 10 días	1,12	
Muestra 1b con marco	Antes del acondicionamiento	1,2	-0,9%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,16	
Muestra 2b sin marco	Antes del acondicionamiento	1,25	-0,5%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,25	
Tipo c			
Referencia	Antes del acondicionamiento	1,13	0,4%
	Después de 10 días	1,14	
Muestra 1c con marco	Antes del acondicionamiento	1,11	0,9%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,12	
Muestra 2c sin marco	Antes del acondicionamiento	1,15	0,7%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,16	
Tipo d			
Referencia	Antes del acondicionamiento	1,20	-2,3%
	Después de 10 días	1,17	
Muestra 1d con marco	Antes del acondicionamiento	1,17	-2,0%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,15	
Muestra 2d sin marco	Antes del acondicionamiento	1,15	1,3%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,16	

Ninguna de las muestras ensayadas mostró alguna decoloración o desestratificación y todas las muestras pasaron el ensayo estándar de corriente de fuga en húmedo como se define en la IEC 1646 después del periodo de acondicionamiento.

5 Según los requerimientos de la IEC 1646 después del acondicionamiento una muestra no debería mostrar ningún circuito abierto o corriente de fuga, ningún defecto visual y cualquier disminución de la potencia máxima no debería ser mayor del 5% usando todos los módulos de película delgada de la presente invención encapsulante solo (es decir, no se requiere capa adhesiva).

10 Estos hallazgos son totalmente opuestos a las expectativas de la industria y el uso de encapsulante de silicona como se describe aquí a continuación es capaz de proporcionar el nivel de protección apropiado para un módulo solar o fotovoltaico tanto con módulos con marco como sin marco.

Ejemplo 9. Encapsulación del tipo 1 con obleas de p-Si con adhesivo y encapsulante.

15 Un substrato de vidrio se limpió inicialmente usando un disolvente apropiado, en este caso acetona y a continuación la placa de vidrio/película delgada se trató con metacrilopropiltrimetoxisilano y se secó usando aire comprimido. El adhesivo usado comprendía 27,5% en peso de polidimetilsiloxano terminado en  $\alpha,\omega$ -dimetilvinilsiloxi que tiene una viscosidad de alrededor de 10000 mPa.s, peso molecular de 62000 g/mol y un contenido de vinilo de 0,15%; 45,8% en peso de polidimetilsiloxano terminado en  $\alpha,\omega$ -dimetilvinilsiloxi que tiene una viscosidad de alrededor de 450 mPa.s, 3% en peso de copolímero de dimetilsiloxano-co-metilhidrogenosiloxano terminado en trimetoxi que contiene 1,45% de unidades de hidrógeno; 18,3% en peso (sólidos) de disolución de p-xileno de resina MQ dimetilvinilada (63% de resina en xileno), 5% en peso de promotor de adhesión, 0,24% en peso de inhibidor de curado de maleato de dialilo, 0,19% en peso de catalizador de platino.

25 El adhesivo se curó in situ usando una placa caliente por calentamiento durante 7 min a 120°C o en un procedimiento continuo después de la aplicación por medio de un revestidor de cortina, el adhesivo se curó en el módulo en un horno de IR medio que tiene un perfil de temperaturas de 120°C y una velocidad de 0,5 m por minuto para una longitud de 5 m.

30 La composición encapsulante era la misma que se detalla en el Ejemplo 7. El encapsulante se aplicó sobre el adhesivo curado manualmente en el laboratorio o por medio de un revestidor de cortina. El encapsulante se curó in situ usando una placa caliente calentando durante 7 minutos a 120°C o en un procedimiento continuo después de la aplicación por medio de un revestidor de cortina, el adhesivo se curó en el módulo en un horno de IR medio que tiene un perfil de temperatura de 120°C y a una velocidad de 0,5 m por minuto durante una longitud de 5 m.

Se midieron las características eléctricas antes y después de 10 días de procedimiento de envejecimiento establecido en el ensayo de humedad-congelación descrito en IEC 1215, que comprendía 10 ciclos de 24 horas con la temperatura variando de -40°C hasta 85°C en 85% de humedad relativa (HR).

#### **Caracterización de la muestra**

35 La caracterización eléctrica de la muestra se ha realizado antes y después del acondicionamiento, los resultados se resumen en la tabla 6 a continuación.

Tabla 6

Nombre	Estado	Pmax (W)	Delta de Pmax (%) / medidas previas
Muestra 1	Antes del acondicionamiento	1,71	
	Después de 5 días de acondicionamiento	1,70	-0,5%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,73	1,8%
Muestra 2	Antes del acondicionamiento	1,29	
	Después de 5 días de acondicionamiento	1,30	1,1%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,42	9,2%
Muestra 3	Antes del acondicionamiento	1,64	
	Después de 5 días de acondicionamiento	1,70	3,9%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,75	2,9%
Muestra 4	Antes del acondicionamiento	1,38	
	Después de 5 días de acondicionamiento	1,40	1,2%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,51	7,9%

5 Ninguna de las muestras mostraba decoloración o desestratificación y pasaron el ensayo de corriente de fuga en húmedo como se describe en IEC 1215 después del acondicionamiento.

10 Según los requerimientos de IEC 1215 después del acondicionamiento una muestra no debería mostrar ningún circuito abierto o corriente de fuga, ningún defecto visual y cualquier disminución de la potencia máxima no debería ser mayor de 5%, usando todos los módulos de película delgada de la presente invención el encapsulante solo (es decir no se requiere capa adhesivo). Estos hallazgos son totalmente opuestos a las expectativas de la industria y el uso de un encapsulante de silicona como se describe aquí anteriormente es capaz de proporcionar el nivel de protección apropiado para un módulo solar o fotovoltaico de un tipo de oblea de silicio policristalino.

Ejemplo 10: Encapsulación de un segundo tipo de oblea de p-Si comercialmente disponible con adhesivo y encapsulante.

15 En este caso la única diferencia con el ejemplo 8 era el cambio de las células solares usadas. Las composiciones de encapsulante y adhesivo eran como se describe en el ejemplo 8.

Se midieron las características eléctricas antes y después del procedimiento de envejecimiento de 10 días establecido en el ensayo de humedad-congelación descrito en IEC 1215, que comprendía 10 ciclos de 24 horas con la temperatura variando de -40°C a 85% en 85% de humedad relativa (HR).

Los resultados se proporcionan en la tabla 7 a continuación.

20

Tabla 7

Nombre	Estado	Pmax (W)	Delta de Pmax (%) / medidas previas
Muestra 1	Antes del acondicionamiento	1,70	
	Después de 5 días de acondicionamiento	1,70	0,0%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,70	0,0%
Muestra 2	Antes del acondicionamiento	1,70	
	Después de 5 días de acondicionamiento	1,70	0,0%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,80	5,9%
Muestra 3	Antes del acondicionamiento	1,70	
	Después de 5 días de acondicionamiento	1,70	0,0%
	Después de 10 días de acondicionamiento	1,80	5,9%

5 Ninguna de las muestras mostraban decoloración o desestratificación y pasaban el ensayo de corriente de fuga en húmedo descrito en IEC 1215 después del acondicionamiento.

10 Según los requerimientos de IEC 1215 después del acondicionamiento una muestra no debe mostrar ningún circuito abierto ni corriente de fuga, ningún defecto visual y cualquier disminución de la potencia máxima no debería ser mayor de 5%, usando todos módulos de película delgada de la presente invención el encapsulante solo (es decir, no se requiere capa adhesiva). Estos hallazgos son totalmente opuestos a las expectativas de la industria y el uso de un encapsulante de silicona como se describe aquí anteriormente es capaz de proporcionar el nivel de protección apropiada para un módulo solar o fotovoltaico del tipo de oblea de silicio policristalino.

Ejemplo 11: Revestimiento de paneles de vidrio con un revestidor de cortina modificado de esta invención y encapsulante solar de silicona de esta invención.

15 40 kg de encapsulante de silicona de esta invención que tiene una viscosidad de 7000 mPa.s se alimentaron a un revestidor de cortina y se bombearon a continuación a 5,5 kg/min para hacer una cortina apropiada. Paneles de vidrio de 500 x 500 mm se alimentaron continuamente al revestidor a 45 m/min para formar una película polimérica de 70 µm, después de 6 pasos bajo la cortina, se formó una película de encapsulante de 433 µm. El vidrio se alimentó a continuación a 1 m/min a un horno infrarrojo de 1 metro de largo equipado con 4 lámparas de 1000 vatios cada una. El encapsulante se curó rápidamente para impartir una superficie de alta resistencia al rayado a la superficie de vidrio.

Ejemplo 12: Revestimiento de paneles solares de vidrio con un revestidor de cortina de esta invención y encapsulante solar de silicona de esta invención.

25 Se repitió el ejemplo 11 excepto que 4 células solares interconectadas se pegaron manualmente sobre los paneles de vidrio aplicando una capa del adhesivo que tiene un grosor de 100 µm. El vidrio solar con las interconexiones en su cara superior se hizo pasar a través de la cortina a 20 m/min para hacer una capa superior de 200 µm, repitiendo la etapa de revestimiento una vez dio como resultado un panel solar revestido con 400 µm que encapsula las interconexiones. La capa superior se cura a continuación haciéndola pasar a través de un túnel de infrarrojos de 0,8 m de longitud equipado con lámparas de IR de 8 kW de Heraeus a una velocidad de 0,5 m/min.

Ejemplo 13

30 Se llevaron a cabo una serie de ensayos eléctricos estándar con respecto a módulos del tipo oblea encapsulados según la presente invención comparados con los módulos estándar hechos con tecnología de estratificado de EVA/TEDLAR. Los módulos hechos según la presente invención comprendían un superestrato de vidrio flotante (200 mm x 200 mm x 3 mm de tamaño) y una célula solar (125 mm x 125 mm x 350 µm de tamaño) hecha de silicio policristalino que había sido revestida en nitruro de silicio. Todos los módulos ensayados fueron enmarcados, previamente a la aplicación de la capa adhesiva, en el laboratorio usando marcos de perfil de aluminio en forma de L en combinación con un sellante curable apropiado para sellar los bordes del módulo y el marco. Cada módulo enmarcado según la presente invención se encapsuló aplicando primero una capa del adhesivo de silicona sobre la placa de vidrio. La célula solar (es decir, una oblea de silicio) se colocó a continuación sobre o en el adhesivo por medio de un robot de seis ejes para asegurar que la célula se colocaba correctamente. La capa adhesiva, que

contiene/comprende la célula se curó a continuación usando una placa caliente. Se aplicó a continuación una capa de encapsulante sobre la capa adhesiva curada y se curó subsecuentemente en un horno. Los módulos encapsulados según la presente invención se hicieron usando el adhesivo que tiene una formulación como se describe en el Ejemplo 9 anterior y el encapsulante que tiene una formulación como se describe en el Ejemplo 7 anterior. Las células solares estándar comparativas eran módulos estándar hechos con tecnología de estratificado de EVA/TEDLAR soportados por superestratos de vidrio templado. Los módulos estratificados se enmarcaron también como anteriormente usando idénticos marcos y sellante.

Acondicionamiento en UV

El ensayo de acondicionamiento en UV siguió en ensayo de irradiación A-5, p 13 procedimientos establecidos en el Japanese International Standard Test "JIS 8917. Environmental and endurance test method for crystalline solar PV modules" con referencia a "JIS B7753 Light-exposure and light-and-water-exposure apparatus" que describe las condiciones de envejecimiento en UV. Una lámpara de xenón (intervalo de longitudes de onda: 340 nm) proporcionó una radiación UV continua en la superficie de la muestra: de 244,63 W/m<sup>2</sup> en humedad relativa del 50% durante 600 horas. Los módulos envejecidos resultantes se acondicionaron subsecuentemente durante 2 h a temperatura ambiente previamente al ensayo. La secuencia de ensayo realizada siguió el JIS C 8917. La variación de rendimiento eléctrico de los módulos entre el inicial y el posterior al envejecimiento se proporciona en las Tablas 8 (EVA/TEDLAR®) y 9 (presente invención) en las que se proporcionan los siguientes parámetros, temperatura, intensidad en cortocircuito (Isc/amperio (A)), voltaje en circuito abierto (Voc), voltaje máximo (Vmax), intensidad de corriente máxima (Imax), factor de llenado, y potencia máxima. Para pasar el ensayo se tenía que conseguir cada ensayo secuencial y la diferencia entre la Pmax inicial y final tenía que ser <5%.

Las tablas 8 y 9 muestran los cambios relativos (resultados de delta) comparando el rendimiento eléctrico inicial y posterior al envejecimiento de los módulos estándar (Tabla 8) y los módulos según la presente invención (Tabla 9).

Tabla 8. Resultados de delta para módulos solares basados en EVA/Tedlar después de envejecimiento en UV durante 600 h

EVA/Tedlar	Isc(A)	Voc(V)	Isc(A)	Vmax(V)	Imax(A)	FF(%)	Pmax(W)	Aspecto visual
Referencia	0,7	-0,8	0,3	-1,0	0,5	-0,1	-0,5	Ok
Compuesto A	1,1	-1,4	-0,3	-2,2	0,1	-0,3	-2,0	Ok
Compuesto B	1,3	-0,9	0,7	-1,9	0,7	-1,0	-1,2	Ok

Tabla 9: Resultados de delta para módulos encapsulados según la presente invención después de envejecimiento en UV durante 600 h.

Encapsulante DC y adhesivo	Isc(A)	Voc(V)	Isc(A)	Vmax(V)	Imax(A)	FF(%)	Pmax(W)	Aspecto visual
Ejemplo de referencia	-1,3	-1,5	0,6	-2,3	0,1	-1,3	-2,3	Ok
Ejemplo A	0,4	-2,4	0,4	-2,3	0,03	0,3	-2,3	Ok
Ejemplo B	0,3	-1,9	0,7	-4,0	-0,1	-1,7	-2,3	Ok
Ejemplo C	0,02	-0,3	-0,4	-0,4	-0,03	0,2	-0,5	Ok

La referencia y el ejemplo de referencia se envejecieron en condiciones estándar de laboratorio. Se ve que el compuesto A y el compuesto B han perdido más potencia y FF que la referencia, sin embargo ambos pasaron el ensayo teniendo menos de 5% de cambio después del envejecimiento.

La tabla 9 muestra que todas las muestras según la invención se encapsularon sin fallo inicial y pasaron el ensayo. La pérdida de potencia es generalmente similar a los resultados para la muestra del ejemplo de referencia. En general todas las muestras sometidas al envejecimiento QUV de 600 h no perdieron sus propiedades en absoluto comparado con la referencia.

Ejemplo 14. Secuencia de ciclo térmico, 50 ciclos + humedad-congelación, 10 ciclos.

i) los resultados de rendimiento eléctrico inicial y final se compararon para una serie adicional de módulos de los

tipos descritos en el ejemplo 13. Las secuencias de ciclo térmico (50 ciclos) + humedad-congelación (10 ciclos) se siguieron según el IEEE 1262-1995 testing worksheet, p. 22 (y IEC 6-1225, y UL1703).

5 Las Tablas 10 y 11 proporcionaron los cambios de porcentaje en Pmax ensayado previamente y después del envejecimiento. Cualquier pérdida de Pmax de más de 5% se considera un fallo. Este ensayo somete las muestras a condiciones de envejecimiento que permiten la evaluación de la eventual capacidad de los módulos para soportar la expansión y contracción térmica (a lo largo del ciclo térmico) y para resistir la penetración de agua cuando se someten a condiciones extremas de temperatura y humedad (humedad-congelación).

La Tabla 10 y 11 comparan resultados de delta entre los valores iniciales y finales para módulos solares estándar estratificados EVA/TEDLAR® (Tabla 10) y los módulos solares encapsulados según la presente invención.

10 Tabla 10: Resultados de delta de EVA/Tedlar después de condiciones de 50 ciclos térmicos + 10 ciclos de humedad-congelación.

EVA/Tedlar	Isc(A)	Voc(V)	Isc(A)	Vmax(V)	Imax(A)	FF(%)	Pmax(W)
Referencia	0,3	-0,9	-0,6	-2,1	-0,5	-1,2	-2,2
Compuesto C	-0,5	0,4	-1,4	-0,4	-0,7	0,0	-1,1
Compuesto D	-0,1	-0,6	-1,5	-1,4	-1,7	-1,1	-3,0
Compuesto E	-0,7	-0,2	-1,5	-0,2	-0,1	1,5	-0,3

15 Tabla 11: Resultados de delta de encapsulante/adhesivo según la presente invención después de condiciones de 50 ciclos térmicos + 10 ciclos de humedad-congelación.

Encapsulante/adhesivo	Isc(A)	Voc(V)	Isc(A)	Vmax(V)	Imax(A)	FF(%)	Pmax(W)
Referencia	-1,4	-0,8	-0,8	-2,1	-0,4	-0,9	-2,5
Ejemplo A	0,5	-1,5	-0,2	-2,7	0,5	-0,5	-2,2
Ejemplo B	-0,3	-0,8	-0,7	-1,8	-1,7	-2,5	-3,8
Ejemplo C	-0,3	-1,4	-0,2	-2,5	0,0	-0,9	-2,5

20 En ambas tablas 10 y 11, se considera que todos los resultados del rendimiento eléctrico final pasan el ensayo (menos de 5% de cambio). Por consiguiente de lo anterior se apreciará que el uso de un encapsulante y en el caso de este ejemplo un adhesivo como se describe según la presente invención proporciona un método más simple y continuo para encapsular células solares en oposición a los tradicionales procedimientos de estratificación discontinua y los módulos solares encapsulados resultantes dan buenos resultados de rendimiento eléctrico.

Ejemplo 15

25 Muestras adicionales como se describe en el Ejemplo 13 se sometieron a la secuencia de ensayos denominados comúnmente Damp Heat Conditioning como se define en cada una de IEC 6-1215, IEEE 1262, UL 1703. Los resultados proporcionados en las Tablas 12 y 13 se determinan por el cambio de porcentaje relativo de los resultados iniciales y finales del ensayo eléctrico. Cualquier pérdida de Pmax de más de 5% se consideró un fallo. Las Tablas 12 y 13 contrastan los resultados entre los valores eléctricos inicial y final para las dos tecnologías de encapsulación.

30

Tabla 12: Resultados de delta de EVA/Tedlar después de 1000 horas en condiciones de Calor Húmedo

EVA/Tedlar	Isc(A)	Voc(V)	Isc(A)	Vmax(V)	Imax(A)	FF(%)	Pmax(W)
Referencia	0,4	-2,0	0,2	-2,9	0,2	-0,9	-2,5
Compuesto F	-0,1	-0,7	1,1	0,2	1,6	1,5	1,9
Compuesto G	-1,1	-0,6	0,1	-1,4	0,1	-0,8	-1,2
Compuesto H	-0,8	-0,6	0,9	-0,6	0,4	-0,3	-0,2

5 Tabla 13: Resultados de delta de encapsulante/adhesivo después de condiciones de 1000 horas en condiciones de Calor Húmedo.

Encapsulante DC	Isc(A)	Voc(V)	Isc(A)	Vmax(V)	Imax(A)	FF(%)	Pmax(W)
Referencia	-1,5	-2,2	-0,1	-2,9	0,0	-0,6	-2,9
Ejemplo G	-0,9	-1,6	-0,6	-1,6	-0,2	0,3	-1,9
Ejemplo H	-1,4	-1,8	-1,2	-1,0	-0,2	1,8	-1,3
Ejemplo I	0,1	-1,1	0,1	-2,1	-0,2	-1,2	-2,2

Ambas tablas 12 y 13 indican que los cambios de propiedades eléctricas pasan el ensayo.

**REIVINDICACIONES**

1. Un módulo de células solares que comprende:
- . un superestrato de vidrio (31),
- 5 . una caja de conexiones (32),
- . células (34) solares del tipo oblea interconectadas dispuestas en posiciones predeterminadas con relación al superestrato (31) en una capa de adhesivo (33) de silicona,
  - . una capa de acabado de encapsulante (35) de silicona dispuesta para proteger las obleas (34) y conducciones eléctricas que unen obleas adyacentes revestidas de tal modo que dichas conducciones se pueden unir
- 10 adicionalmente en un material de capa dorsal o el encapsulante de silicona para formar un cierre integral.
2. Un módulo de células solares según la reivindicación 1, en el que cada célula solar es una oblea en el que dicha célula solar está hecha de silicio cristalino o policristalino o película delgada de silicio, por ejemplo, silicio amorfo o semicristalino, arseniuro de galio, diseleniuro de cobre e indio, telururo de cadmio, diseleniuro de cobre, indio y galio, mezclas que incluyen uno cualquiera o más de los últimos.
- 15 3. Un módulo de células solares según la reivindicación 1 o 2, en el que cada célula solar es una oblea hecha de un solo cristal de silicio o de silicio policristalino.
4. Un módulo de células solares según cualquier reivindicación precedente, el que la viscosidad de la composición encapsulante final de silicona líquida es preferentemente de 100 a 10.000 mPa.s medida a 25°C.
- 20 5. Un módulo de células solares según cualquier reivindicación precedente, en el que el encapsulante de silicona líquida comprende
- Componente (A): 100 partes en peso de un diorganopolisiloxano líquido que tiene por lo menos dos grupos Si-alquenilo por molécula y una viscosidad a 25°C de 100 a 15.000 mPa.s;
- Componente (B): de 20 a 50 partes en peso de una resina de silicona que contiene por lo menos dos grupos alquenilo;
- 25 Componente (C): un agente de reticulación en la forma de un poliorganosiloxano que tiene por lo menos dos átomos de hidrógeno unido a silicio por molécula, en una cantidad tal que la relación del número de moles de hidrógeno unido a silicio al número total de moles de grupos alquenilo unido a silicio es de 0,1:1 a 5:1;
- Componente (D): un catalizador de hidrosililación en el que la cantidad de metal en dicho catalizador de hidrosililación es de 0,01 a 500 partes en peso por 1.000.000 partes en peso de componente (A).
- 30 6. Un módulo de células solares según la reivindicación 5, en el que la relación del número de moles de hidrógeno unido a silicio al número total de moles de grupos alquenilo unido a silicio en el componente (A) es > 1:1.
7. Un módulo de células solares según la reivindicación 5 o 6, en el que la composición adicionalmente comprende uno o más promotores de adhesión y/o agente(s) antiensuciamiento y/o inhibidor(es) de curado y/o silano de la fórmula:
- 35 
$$(R^1O)_3SiR^2$$
- en la que R<sup>1</sup> es un grupo alquilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, R<sup>2</sup> se selecciona del grupo de un grupo alcoxi que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo alquilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo alquenilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo acrílico o un grupo alquilacrílico.
- 40 8. Un módulo de células solares según cualquier reivindicación precedente, en el que se proporciona una capa adhesiva que comprende un adhesivo de silicona líquida adaptado para adherir células solares a un superestrato o substrato.
9. Un módulo de células solares según cualquier reivindicación precedente, en el que la viscosidad de la composición encapsulante final de silicona líquida es preferentemente de 100 a 2000 mPa.s medida a 25°C.
- 45 10. Un módulo de células solares según la reivindicación 8 o 9, en el que el adhesivo de silicona líquida comprende:
- . Componente (Ai): 100 partes en peso de un diorganopolisiloxano líquido que tiene por lo menos dos grupos Si-alquenilo por molécula y una viscosidad a 25°C de 100 a 10.000 mPa.s;

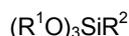
. Componente (Bi): de 20 a 40 partes en peso de una resina de silicona que contiene por lo menos dos grupos alquenoilo;

. Componente (Ci): un agente de reticulación en la forma de un poliorganosiloxano que tiene por lo menos dos átomos de hidrógeno unido a silicio por molécula, en una cantidad tal que la relación del número de moles de hidrógeno unido a silicio al número total de moles de grupos alquenoilo unido a silicio es de 0,1:1 a 1:1;

. Componente (Di): un catalizador de hidrosililación en el que la cantidad de metal en dicho catalizador de hidrosililación es de 0,01 a 500 partes en peso por 1.000.000 partes en peso de componente (Ai).

11. Un módulo de células solares según la reivindicación 5, en el que la relación del número de moles de hidrógeno unido a silicio al número total de moles de grupos alquenoilo unido a silicio en el componente (A) es < 1:1.

12. Un módulo de células solares según la reivindicación 10 o 11, en el que la composición adhesiva adicionalmente comprende un promotor de adhesión y/o un inhibidor de curado y/o un silano de la fórmula:



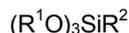
en la que R<sup>1</sup> es un grupo alquilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, R<sup>2</sup> se selecciona del grupo de un grupo alcoxi que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo alquilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo alquenoilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo acrílico o un grupo alquilacrílico.

13. Un módulo de células solares según cualquier reivindicación precedente que comprende un adhesivo y un encapsulante, en el que el encapsulante comprende una fracción de resina de entre 20% y 90% en peso y el adhesivo tiene una fracción de resina de 20-30% en peso.

14. Un módulo de células solares según cualquier reivindicación precedente, en el que el encapsulante se cura sin desprender compuestos volátiles.

15. Un módulo de células solares según cualquier reivindicación precedente, en el que el encapsulante y/o adhesivo de silicona curada exhiben una transmisión de la luz sustancialmente equivalente al vidrio.

16. Un módulo de células solares según cualquier reivindicación precedente, en la que la célula solar o serie de células solares se pretratan previamente a la adhesión y/o encapsulación con un silano de la fórmula:



en la que R<sup>1</sup> es un grupo alquilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, R<sup>2</sup> se selecciona del grupo de un grupo alcoxi que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo alquilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo alquenoilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo acrílico o un grupo alquilacrílico.

17. Un procedimiento continuo de encapsulación de módulos de células solares que comprende las etapas de aplicar un adhesivo de silicona sobre un sustrato de vidrio, depositar células solares interconectadas, que proporcionan una caja de conexiones, en/sobre el adhesivo sin curar, curar el adhesivo térmicamente o por radiación infrarroja de un modo tal que el adhesivo fija las células solares interconectadas en una posición predefinida sobre el sustrato, y a continuación aplicar uniformemente por pulverización, revestimiento o dispensando un predeterminado volumen de un encapsulante de silicona líquida sobre un módulo de células solares y curar dicho encapsulante térmicamente o por radiación infrarroja.

18. Un procedimiento continuo de encapsulación de módulos de células solares según la reivindicación 17 con un encapsulante según una cualquiera de las reivindicaciones 4 a 7.

19. Un procedimiento continuo de encapsulación de módulos de células solares según la reivindicación 17 o 18, en el que el encapsulante de silicona líquida se aplica usando un revestidor de cortina.

20. Un procedimiento continuo de encapsulación de módulos de células solares según una cualquiera de las reivindicaciones 17 a 19, en el que el encapsulante de silicona líquida se cura en un horno continuo.

21. Un procedimiento continuo de encapsulación de módulos de células solares según una cualquiera de las reivindicaciones 17 a 20, en el que la capa resultante de encapsulante es un revestimiento de película delgada uniforme que tiene un grosor que varía de 20 µm a 1200 µm.

22. Un procedimiento continuo de encapsulación de módulos de células solares según la reivindicación 17, en el que el adhesivo de silicona líquida tiene una composición según una cualquiera de las reivindicaciones 10 a 12.

23. Un procedimiento continuo de encapsulación de módulos de células solares según una cualquiera de las reivindicaciones 17 a 21, en el que los medios para aplicar el encapsulante están adaptados tal que el encapsulante se aplica en forma de una película uniforme libre de burbujas o sustancialmente libre de burbujas encima de una célula solar en el módulo.

- 5 24. Un procedimiento continuo de encapsulación de módulos de células solares según una cualquiera de las reivindicaciones 17 a 23, en el que la deposición de una célula solar o serie de células solares en una primera capa de encapsulante de silicona líquida o adhesivo de silicona líquida es por medio de un dispositivo de sujeción a vacío controlado por un robot de seis ejes, u otra colocación automática, y se utiliza un séptimo eje u otro dispositivo de sujeción para controlar la colocación del conjunto de células solares en una capa líquida muy delgada de 100 a 700  $\mu\text{m}$ .
25. Un procedimiento continuo de encapsulación de módulos de células solares según una cualquiera de las reivindicaciones 17 a 23, en el que se aplica un material termoplástico o termoelastómero para formar un marco que rodea a un módulo curado para proteger los bordes del panel de la entrada de agua.
- 10 26. Un módulo de células solares del procedimiento continuo de encapsulación de módulos de células solares según una cualquiera de las reivindicaciones 17 a 23, en el que el silano de la fórmula:
- $$(R^1O)_3SiR^2$$
- 15 en la que  $R^1$  es un grupo alquilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono,  $R^2$  se selecciona del grupo de un grupo alcoxi que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo alquilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo alquenilo que comprende de 1 a 6 átomos de carbono, un grupo acrílico o un grupo alquilacrílico; se utiliza para pretratar una célula solar o serie de células solares previamente a la adhesión y/o encapsulación.
27. El uso de un encapsulante de silicona líquida para encapsular un módulo de células solares según la reivindicación 1.
- 20 28. El uso según la reivindicación 27, en el que el encapsulante es una composición según una cualquiera de las reivindicaciones 4 a 8.

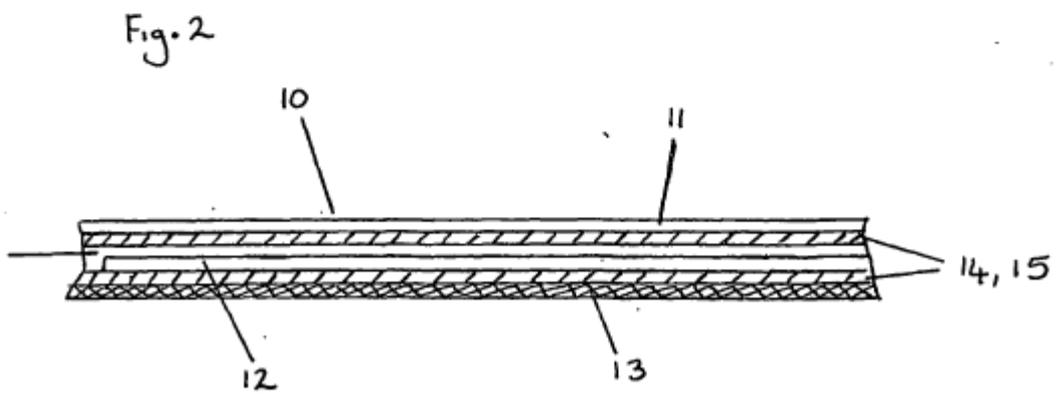
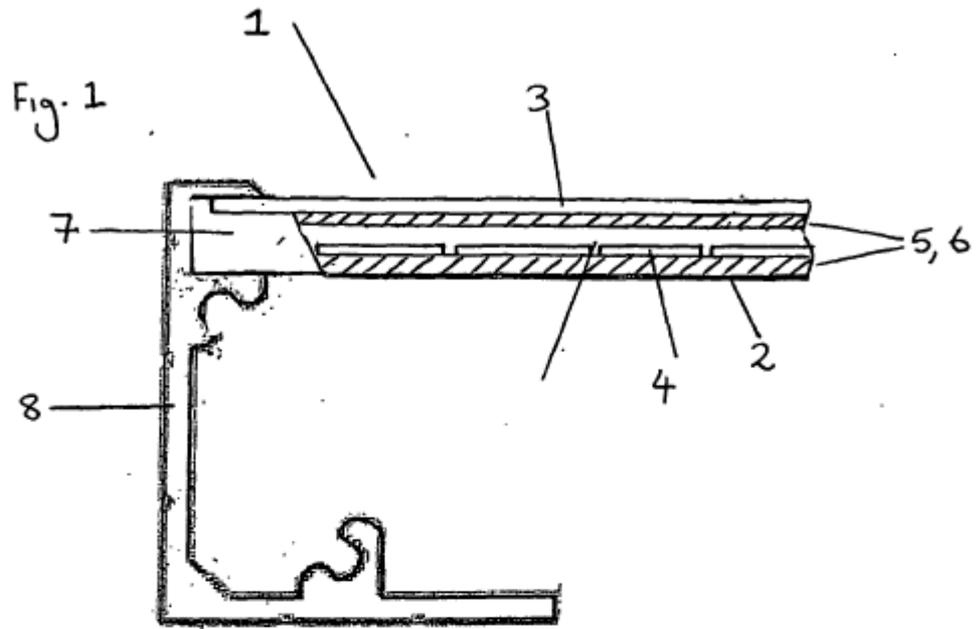


FIG. 3

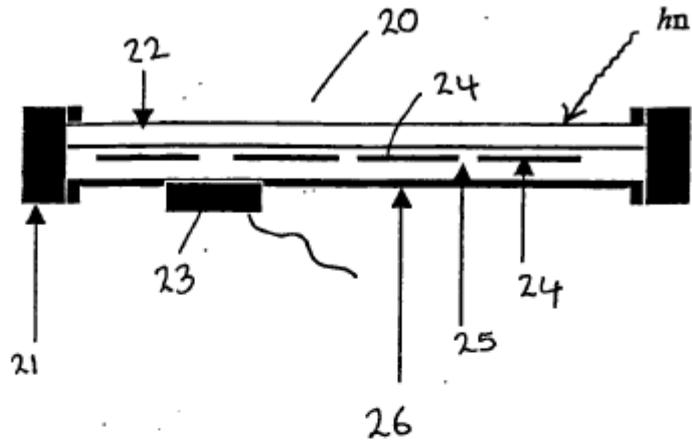


FIG.4:

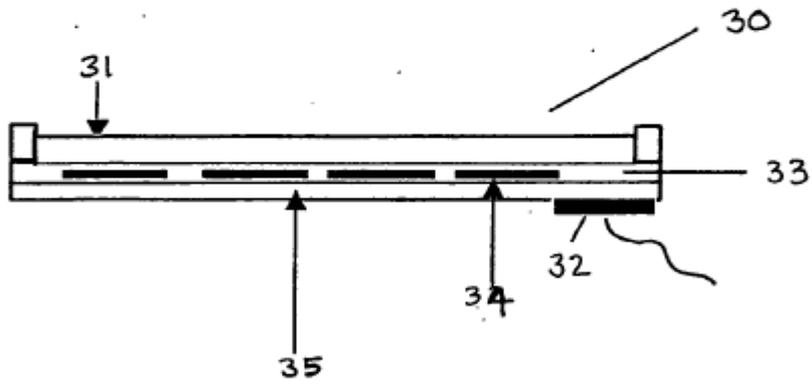


Fig.5:

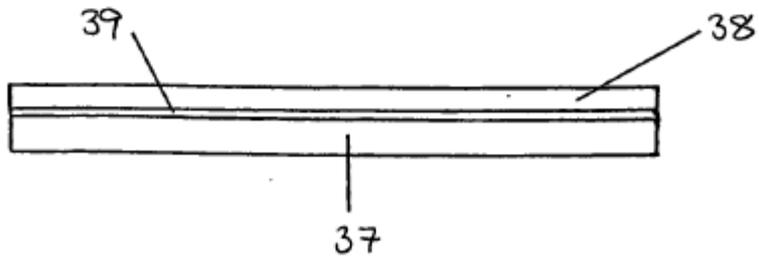


Fig. 6

