

Cellules solaire en silicium réalisées en technologie "couche mince"

Autor(en): **Ellert, Christoph**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **102 (2011)**

Heft 3

PDF erstellt am: **13.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-856792>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern. Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Cellules solaires en silicium réalisées en technologie « couche mince »

Développement de panneaux photovoltaïques de grande taille

Stimulé par une demande croissante en énergie électrique, le marché mondial des panneaux solaires continue à fortement progresser. Satisfaire cette demande de manière durable, tout en considérant les conditions imposées par la disponibilité des ressources et la protection de l'environnement, est l'un des objectifs d'Oerlikon Solar. Cet article présente les bases techniques ainsi que les derniers progrès réalisés dans le développement de la technologie « couche mince » à base de silicium, de l'idée étudiée en laboratoire à la production industrielle.

Christoph Ellert

Le silicium (Si) représente une matière première idéalement adaptée à la production d'énergie fiable et renouvelable par la voie photovoltaïque (PV). Premièrement, il ne présente aucune toxicité connue pour l'homme. Ensuite, il est abondant dans la nature : un quart de la croûte terrestre est constituée de silicium. Par exemple, le sable tel qu'il se trouve sur les plages, est composé essentiellement de silice ou dioxyde de silicium (SiO₂). Finalement, la propriété électronique essentielle, le « gap » (band gap ou bande interdite) du silicium, d'une largeur de 1,1 eV, est favorable à l'absorption de photons dans la gamme d'énergie visible.

Pourquoi la technologie « couche mince » ?

Les trois arguments cités ci-dessus sont valables pour la majorité des modules photovoltaïques produits aujourd'hui sur le marché mondial, c'est-à-dire en silicium cristallin (c-Si). Pourquoi alors se lancer dans la réalisation de cellules photovoltaïques dans lesquelles le silicium se trouve sous forme de couche mince ? Essentiellement parce que la lumière est absorbée dans le silicium après n'avoir traversé que quelques microns de matière alors que l'épaisseur totale de la cellule cristalline est d'environ 150–200 µm, voire plus. Pour éviter un tel gaspillage – la production de silicium cristallin consomme d'importantes quantités d'énergie à partir de la matière

première – l'idée d'utiliser une technologie « couche mince » a été exploitée depuis les années 1980, et plus particulièrement celle basée sur le silicium amorphe (a-Si), un matériau caractérisé par un gap de mobilité de 1,7 eV.

La cellule « tandem » : silicium amorphe et microcristallin

Dans les années 90, les cellules en silicium amorphe ont été profondément améliorées par l'addition d'une deuxième

cellule composée de silicium sous forme microcristalline [1]. Caractérisé par un gap égal à celui du silicium cristallin, le silicium microcristallin (µc-Si) peut être visualisé comme un assemblage de grains de silicium cristallin en forme de piliers, entre lesquels se trouve une certaine quantité de silicium amorphe.

Brevetée sous la contraction « Micromorph » par Johannes Meier et Ulrich Kroll de l'Institut de Microtechnique (IMT) de l'Université de Neuchâtel, cette cellule « tandem » permet l'absorption de photons dans des gammes de longueurs d'onde complémentaires (figure 1). Ainsi, l'énergie solaire est exploitée avec un rendement supérieur d'environ 30–50 % par rapport à celui d'une cellule amorphe simple.

Les différentes couches

Une cellule solaire micromorphe telle que celles produites habituellement en laboratoire de recherche, est constituée d'une succession de plusieurs couches principales (figure 2).

Le substrat est habituellement du verre, sur lequel est déposée une pre-

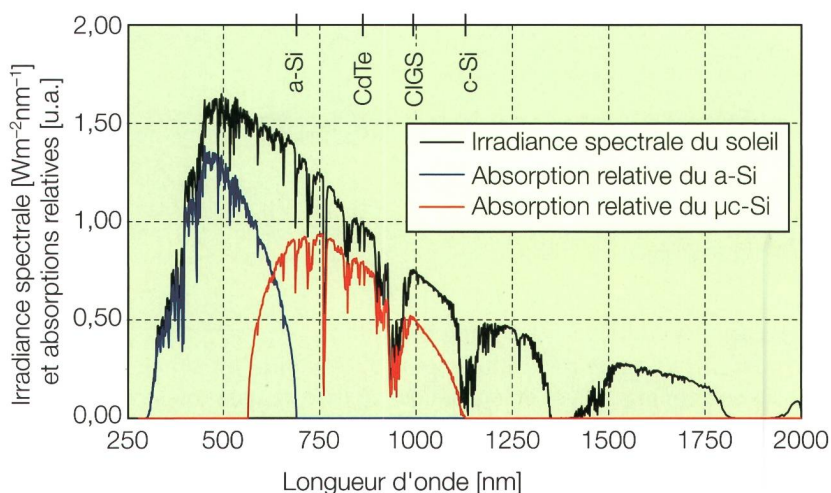


Figure 1 Spectre du soleil, de l'ultraviolet à l'infrarouge, et absorptions relatives (en unités arbitraires) du silicium amorphe et microcristallin qui composent une cellule tandem micromorphe. Les longueurs d'onde correspondant aux gaps des quatre principaux matériaux PV utilisés pour la production de cellules solaires sont indiquées en haut de la figure.

Ch. Ellert

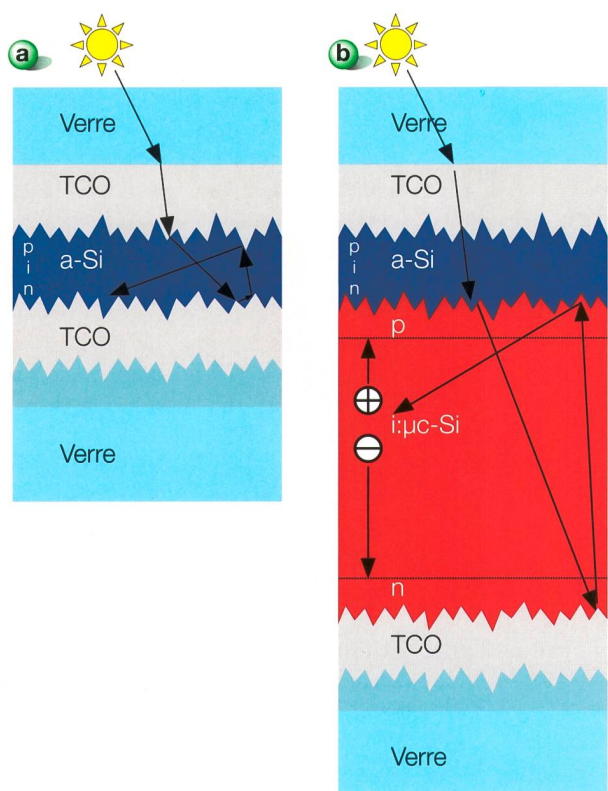


Figure 2 Structure de la cellule en silicium « couche mince ».

(a) Cellule individuelle en silicium amorphe (épaisseur du a-Si 180–250 nm).
(b) Cellule « tandem » dans laquelle est ajoutée à la cellule en silicium amorphe (cellule supérieure) la cellule microcristalline (cellule inférieure) typiquement 5 fois plus épaisse.

(figure 3). La tension du module est alors égale à N fois la tension d'une cellule individuelle de 6 mm × 1,3 m.

Les couches de TCO

Pour la réalisation des couches de TCO, plusieurs variétés d'oxyde d'étain (SnO_2) sont disponibles sur le marché. Cependant, pour obtenir un TCO de qualité supérieure ainsi que pour des raisons économiques, Oerlikon Solar a choisi de développer un procédé propriétaire ainsi que les machines adaptées, le tout basé sur l'oxyde de zinc, le ZnO.

Ce procédé LPCVD (Low Pressure Chemical Vapor Deposition) exploite la faculté de dissociation d'un précurseur, le diéthylzinc (DEZ), un composé organométallique sous forme gazeuse. Mélangé avec de la vapeur d'eau et en contact avec le substrat chauffé à seulement 200 °C, le DEZ réagit avec l'eau pour créer la couche de ZnO.

L'art de l'ingénieur est d'optimiser le réacteur et les paramètres du procédé de manière à obtenir une couche rugueuse avec les propriétés électro-optiques exigées. Les paramètres à maîtriser sont la conductivité, la transmission, la rugosité et l'épaisseur, tout en gardant une bonne homogénéité sur toute la surface de 1,43 m². A noter que la rugosité du TCO augmente par diffraction le chemin parcouru par la lumière dans le silicium (voir figure 2) et donc l'absorption.

Les couches de silicium amorphe et microcristallin

Les couches a-Si et $\mu\text{c-Si}$ sont déposées par PECVD dans un réacteur dans lequel est introduit un mélange de silane

mière couche d'oxyde conducteur transparent (TCO) formant le contact avant. Ensuite, le silicium amorphe puis microcristallin ($\mu\text{c-Si}$) est déposé par PECVD (Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition). Il forme la partie optiquement active de la cellule.

Chaque cellule (supérieure en a-Si et inférieure en $\mu\text{c-Si}$) contient d'abord une couche de silicium dopée positivement par le biais d'atomes de bore (couche p), puis la couche absorbante intrinsèque (couche i), et finalement une couche dopée négativement avec des atomes de phosphore (couche n). Le champ électrique établi dans cette jonction p-i-n assure la séparation, puis l'extraction vers les couches de TCO, des porteurs de charge créés par l'absorption dans les couches de silicium amorphe puis microcristallin d'un photon d'énergie plus élevée que leurs gaps respectifs. Le gap du $\mu\text{c-Si}$ étant indirect, l'épaisseur nécessaire pour obtenir une absorption importante est environ cinq fois plus grande que celle de la couche de silicium amorphe intrinsèque (i:a-Si), dont le gap est direct.

Sur la dernière couche n: $\mu\text{c-Si}$ est déposée enfin la deuxième couche de TCO, le contact arrière, garantissant ainsi l'extraction des porteurs de charge.

De la cellule de laboratoire au module de grande taille

Le module de grande taille (1,1 × 1,3 m²) de production industrielle diffère principalement de la cellule produite en laboratoire (environ 1 cm²) en ce qui concerne l'accumulation de la puissance totale. En effet, les deux couches de contact TCO et la cellule active en silicium sont structurées à l'aide d'un laser pulsé sur toute la longueur du module de manière à obtenir un nombre N de cellules montées en série électriquement

Caractérisation

Evaluation du rendement : dégradation et stabilisation

Le paramètre essentiel évoqué lors de la caractérisation de cellules PV est le rendement. Il est donc important de noter que celui-ci varie significativement sous illumination jusqu'à ce que la cellule soit stabilisée.

En effet, une cellule de silicium amorphe qui contient environ 10 % d'hydrogène subit un effet de dégradation quand elle est exposée à la lumière, effet nommé selon ses découvreurs Staebler et Wronsky. Il est lié à la formation de défauts dans le matériau qui causent une augmentation du taux de recombinaison des paires électron-trou.

Une des explications possibles est qu'une liaison faible entre deux atomes de silicium peut être coupée par un photon. Un atome d'hydrogène se lie alors rapidement avec un de ces deux atomes, stabilisant ainsi cette configuration, et la liaison pendante de l'autre atome de silicium forme un centre de recombinaison. Cette dégradation inévitable du silicium amorphe équivaut typiquement à une perte relative de 20 % du rendement, tout en dépendant de l'épaisseur de la couche. Par contre, elle est quasi absente dans le silicium microcristallin. C'est pourquoi il est toujours important de mentionner non seulement le rendement mesuré, mais aussi si la cellule ou le module a été mesuré à l'état initial ou après avoir atteint l'état stabilisé.

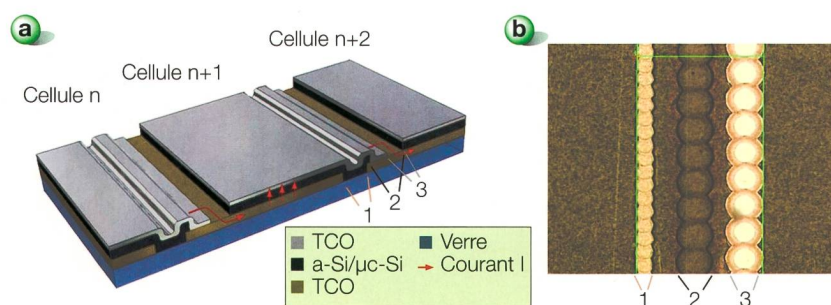


Figure 3 (a) Vue tridimensionnelle de la mise en série des cellules d'un module grâce à la structuration laser. Le courant I circule du contact arrière (TCO gris) de la cellule n au contact avant (TCO beige) de la cellule $n+1$, traverse la cellule $n+1$ jusqu'au contact arrière (gris), et ainsi de suite. (b) Les trois traces du laser pulsé utilisé pour séparer les cellules individuelles afin d'assurer leur montage en série.

(SiH_4) et d'hydrogène (H_2) à pression réduite. L'application d'une tension RF (radiofréquence) entre les électrodes parallèles permet de générer un plasma pour dissocier le silane.

Chaque type de couche exige des conditions de déposition particulières. Les paramètres-clés pour les couches a-Si et $\mu\text{c-Si}$ sont très différents en ce qui concerne la pression, la puissance RF, la température et la concentration de silane dans l'hydrogène.

Le réacteur PECVD

Le projet Solar d'Oerlikon a profité pendant plusieurs années de la commercialisation d'une machine PECVD développée pour l'industrie des écrans plats à cristaux liquides (LCD), machine dénommée KAI. Conçue au début des années 1990 par l'entreprise Solems à

Paris pour les applications PV, puis rachetée par UNAXIS (le prédécesseur d'Oerlikon), la machine KAI a gagné une très bonne réputation dans le marché photovoltaïque et a ainsi reçu le Cell Award en 2009.

Cependant, dans cette machine, la distance entre l'électrode RF et le substrat de verre est inférieure à 3 cm, ce qui rend la manipulation de substrats de grande taille avec le robot très délicate. Le passage de la cellule de laboratoire de 1 cm^2 au substrat en verre de $1,43 \text{ m}^2$ et 3 mm d'épaisseur a requis non seulement la nécessité d'assurer la stabilité du transport des verres à l'intérieur de la machine PECVD, mais aussi l'adaptation du réacteur à la fréquence RF: une condition-clé pour obtenir une qualité de couche de silicium adaptée aux cellules solaires.

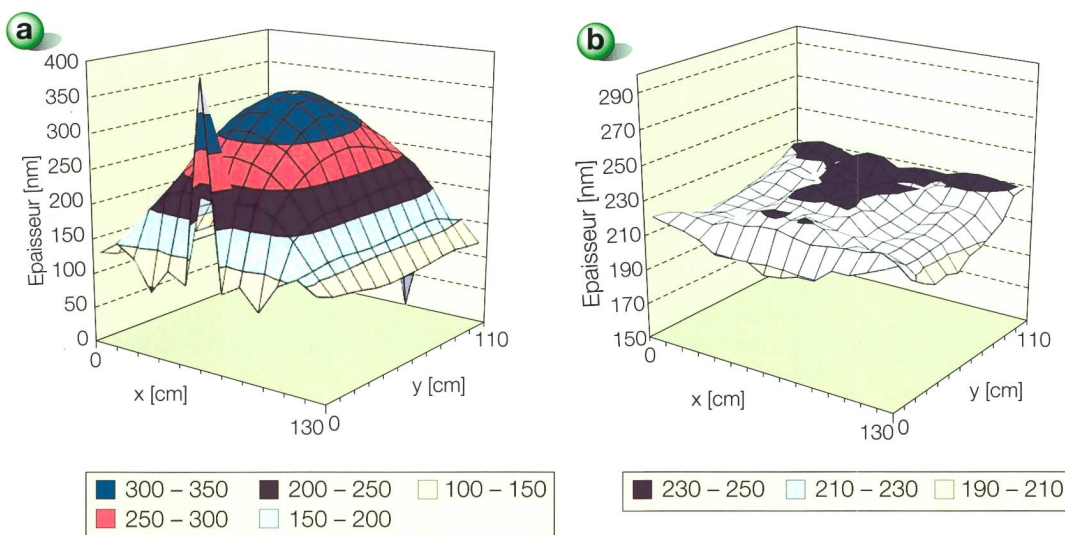
Oerlikon Solar

Uniformité de l'épaisseur des couches
L'utilisation de la fréquence de 40,68 MHz correspondant à la 3^e harmonique du standard industriel à 13,56 MHz, permet un taux de déposition élevé pour une production plus rentable [3]. Par contre, à cette fréquence, la moitié de la longueur d'onde électromagnétique est de 3,7 m, c'est-à-dire le double de la diagonale du réacteur. Donc le champ électrique de l'onde stationnaire formée ainsi est très inhomogène, ce qui engendre une forte variation de l'épaisseur de la couche déposée, voir la **figure 4a**. Grâce à la collaboration du Centre de Recherches en Physique des Plasmas (CRPP) de l'EPFL, cet obstacle pour le transfert de la technologie des couches minces de silicium du laboratoire à la production a été surmonté [4].

Les derniers développements ont abouti à un réacteur permettant de déposer toutes les couches, même très différentes, dans le même réacteur [5]. La **figure 4** montre l'uniformité d'une couche de silicium amorphe dans le réacteur d'origine, en comparaison avec un dépôt microcristallin dans un réacteur récent.

Encapsulation

Finalement, il ne faut pas oublier l'importance de l'encapsulation. Elle peut être réalisée par « lamination » d'une feuille d'EVA (éthylène-acétate de vinyle) en utilisant un deuxième verre sur le dos du module. Elle est indispensable pour protéger le module pendant au moins 25 ans contre une dégradation due à l'environnement, comme par exemple l'oxydation issue d'un contact avec l'air.



Ch. Ellert et Oerlikon Solar

Figure 4 (a) Uniformité d'une couche de i:a-Si déposée dans le réacteur hérité d'UNAXIS en 2003. (b) Uniformité ($\pm 9\%$) de l'épaisseur d'une couche de silicium microcristallin intrinsèque $\mu\text{c-Si}$ déposée à $5,5 \text{ \AA/s}$ dans un réacteur PECVD récent de $1,4 \text{ m}^2$.



Figure 5 Microcentrale de 16 kW_p (puissance maximale dans des conditions standard) installée sur le toit du bâtiment d'Oerlikon Solar à Trübbach SG. Elle est constituée de modules de silicium en couche mince de production « maison ».

La production à grande échelle

Un grand avantage de la technologie du silicium en couche mince est la possibilité d'automatiser la production, permettant ainsi une réduction des coûts et une meilleure stabilité de production, comme l'ont déjà fait plusieurs clients d'Oerlikon en Europe et en Asie depuis 2005.

Afin de tester les procédés de l'ensemble de la chaîne, Oerlikon Solar a mis en place une production à petite échelle d'environ 100 modules par semaine, de taille identique à ceux destinés à un client industriel. Les modules ainsi produits à Trübbach sont régulièrement installés dans plusieurs microcentrales dans le monde, comme par exemple celle établie sur le toit d'Oerlikon Solar (figure 5). Ces microcentrales permettent de tester les modules dans différentes conditions climatiques réelles. Environ 500 capteurs sont utilisés pour mesurer plusieurs paramètres, parmi lesquels le rendement en fonction du temps.

Augmenter le rendement des modules

Chaque étape de production peut contribuer à l'optimisation du rendement. Quelques exemples d'améliorations sont présentés ci-après.

Introduction d'une couche intermédiaire

En premier lieu, l'absorption de la lumière peut être améliorée en introduisant une couche intermédiaire entre les deux cellules a-Si et $\mu\text{-Si}$, par exemple en SiO_2 . Elle doit être dopée de façon à favoriser sa conductivité verticalement. Par contre, grâce à sa structure interne,

sa conductivité horizontale est fortement réduite. De plus, son index de réfraction et son épaisseur sont optimisés de façon à ce que cette couche soit réfléchissante pour les longueurs d'onde plus courtes. Elle ne laisse donc passer que la lumière rouge qui sera absorbée dans la cellule microcristalline, ce qui résulte en une augmentation de la quantité de lumière bleue absorbée par le Si amorphe.

Optimisation des paramètres de déposition

Les couches amorphes et microcristallines doivent remplir des exigences de qualité élevées. Pour la couche amorphe, le but est de laisser passer un maximum de lumière rouge pour la cellule microcristalline inférieure, tout en augmentant le taux d'absorption pour le bleu, ce qui permet de réduire l'épaisseur de la cellule amorphe et ainsi la dégradation due à l'effet Staebler-Wronsky (voir encadré). La couche microcristalline, quant à elle, ne doit pas seulement être déposée avec un degré de cristallinité précis, mais également avec une densité de défauts la plus faible possible.

Or, une déposition à pression plus élevée dans la chambre PECVD favorise la formation de couches de meilleure qualité. Mais en augmentant la pression, la production de poudres de silicium par une polymérisation des radicaux de silane dans la phase gazeuse augmente quasi exponentiellement. Ces poudres influent non seulement négativement sur la qualité des couches, mais elles augmentent aussi le temps nécessaire au nettoyage du réacteur après chaque déposition, opération indispensable à une bonne reproductibilité des résultats lors de la production à grande échelle.

La meilleure option pour limiter leur formation est de réduire la distance entre les électrodes, ce qui permet d'obtenir une qualité de couche supérieure, tout en gardant simultanément un haut taux de déposition [6]. Des expériences sont en cours dans ce sens dans plusieurs laboratoires en Europe et au Japon. Les premiers résultats prometteurs [7] montrent qu'en améliorant la qualité du matériau déposé, le rendement absolu peut être augmenté de 1% et la sensibilité de la couche $i\text{-}\mu\text{-Si}$ à la dégradation peut être réduite. Ce matériau est déposé dans un régime du procédé qui exige une modification du réacteur PECVD lorsque l'on souhaite garder un taux de déposition élevé pour l'exploitation économique du régime.

Des simulations pour réduire les pertes

Enfin, des simulations sont exécutées afin de trouver le meilleur compromis pour les pertes de courant survenant dans les résistances en série, par exemple les résistances issues de la structuration de chaque module en N cellules ou les résistances internes de toutes les couches individuelles. Suite à ces simulations, le nombre de cellules est modifié selon le rendement de chaque cellule individuelle.

Autres améliorations

Parmi les autres améliorations possibles, la structuration par laser est également en cours d'optimisation afin de réduire la largeur (180 μm) de la zone morte pour la lumière (figure 3) [2].

D'autre part, le bord du module, d'une largeur typique d'environ 1,5–2 cm, est utilisé pour l'encapsulation étanche. Mieux cette encapsulation est maîtrisée,

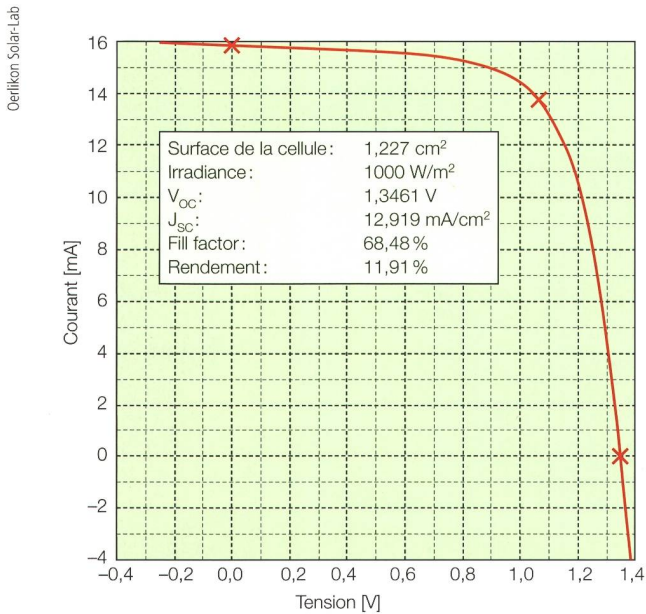


Figure 6 Meilleure cellule (surface env. 1,2 cm²) produite dans la section Oerlikon Solar-Lab à Neuchâtel. Elle présente un rendement stabilisé de 11,9% – valeur confirmée indépendamment par le National Renewable Energy Laboratory (NREL), USA.

la mise en œuvre d'efforts techniques et les coûts qui en résultent.

Par contre, une grande partie de l'épaisseur du silicium n'est pas utilisée pour l'absorption de la lumière. Si les limitations en termes de disponibilité de ce matériau ne constituent actuellement plus un danger, ce gaspillage devrait apparaître dans le bilan énergétique total ainsi que dans les coûts de production.

Cellules en tellure de cadmium

Les cellules en tellure de cadmium (CdTe) profitent d'un gap proche de l'idéal (1,44 eV) et d'une transition optique directe, ce qui permet une efficacité raisonnable et ce avec les coûts de production actuellement les plus bas parmi les technologies mentionnées. Le rendement possible en production est compris entre 10% et 12%, et se situe au-delà des 15% en laboratoire.

Par contre, le CdTe – ainsi que le cadmium dont est composée du point de vue stœchiométrique la moitié de la cellule de 5 μm d'épaisseur – souffre de sa forte toxicité, qui n'est aujourd'hui pas prise en compte par le marché. En outre, les ressources limitées en tellure, une terre rare dont la rareté est similaire à celle de l'or, peut poser des problèmes pour une exploitation à grande échelle.

Cellules CIS

Les cellules CIS – en CuIn(Se,S)₂, c'est-à-dire en séléniure (ou sulfure) de cuivre

plus la taille de cette zone perdue peut être réduite.

Records de rendement

Oerlikon Solar-Lab se charge d'augmenter le rendement des cellules a-Si/μc-Si en exploitant entre autres ces démarches. Récemment, ils ont établi le record de rendement (**figure 6**) pour une cellule micromorphe, traçant ainsi la voie vers un rendement stabilisé au delà de 12% [8].

Le rendement de cette cellule record peut être comparé à celui du meilleur module tandem – module dénommé « Micromorph » produit dans le laboratoire d'Oerlikon Solar [9] – qui atteint une valeur supérieure à 10% après stabilisation (**figure 7**). Ce dernier rendement a été mesuré avec une puissance initiale de 163,2 W, sous conditions standard AM1,5 (lumière du soleil après avoir traversé 1,5 fois l'épaisseur de l'atmosphère terrestre).

Il est à noter que la différence entre les rendements des cellules réalisées en laboratoire et ceux des modules de grande taille est très faible: elle correspond à 10–20% de pertes relatives. Il s'agit donc d'un grand avantage pour l'application de cette technologie à grande échelle par rapport aux autres technologies alternatives.

Et les autres cellules commercialisées ?

La technologie du silicium en couche mince est en concurrence avec essentiellement trois autres types de cellules solaires. Leur coexistence durera probablement plusieurs dizaines d'années.

Seule la distribution des parts de marché variera, comme c'est le cas par exemple dans les domaines de l'automobile ou des systèmes d'exploitation en informatique.

Cellules en silicium cristallin

Les cellules en Si cristallin bénéficient de l'abondance de la matière première, de sa non-toxicité et d'un rendement (en production) de 12–15% pour le Si polycristallin, et jusqu'à 20% pour le Si monocristallin – ceci bien entendu avec

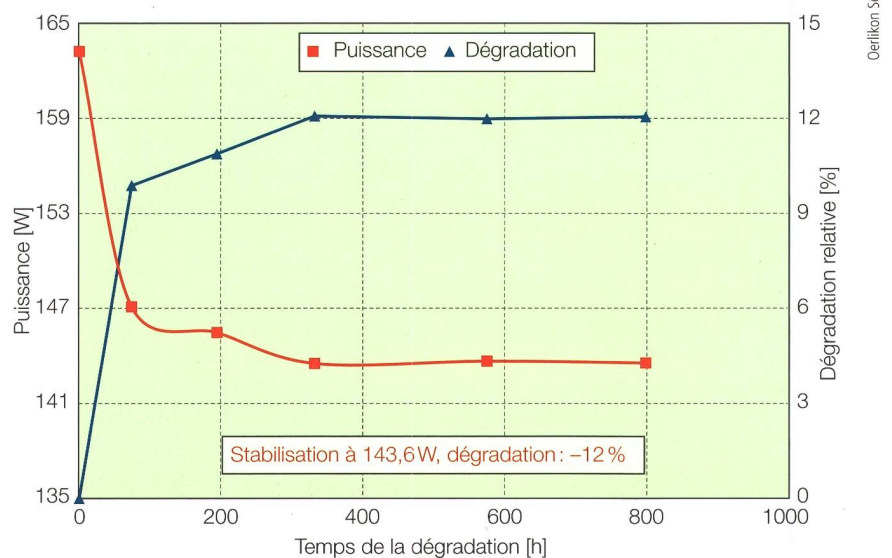


Figure 7 Stabilisation du rendement du meilleur module « Micromorph » d'Oerlikon Solar. Avec une performance initiale de 163,2 W sous irradiance AM1,5 (rendement initial 11,1%) et une performance stabilisée de 143,6 W déjà atteinte après moins de 400 h, ce module atteint un rendement stabilisé de plus de 10% sur la totalité de sa surface (1,4 m²).

et d'indium – profitent d'un rendement très élevé également : 11–14% en production et jusqu'à 20% en laboratoire.

Par contre, ces taux de conversion ne sont obtenus qu'au prix d'une complexité technique rendant la maîtrise d'une production à grande échelle encore plus difficile. C'est pourquoi la part de marché de la technologie CIS est actuellement encore très faible, voire négligeable. De plus, avec une durée de disponibilité d'environ 20 ans, les ressources en indium sont limitées.

Le **tableau** présente une comparaison semi-quantitative des avantages et inconvénients de ces diverses technologies.

Perspectives

L'avenir du marché des modules photovoltaïques est influencé par divers critères :

■ Les perspectives technologiques : « Quels sont les résultats obtenus en laboratoire ? ».

■ Les perspectives de développement durable.

■ La traduction, en termes de coûts de production, de la complexité de la technologie utilisée.

D'ailleurs, comment mesurer la complexité d'une technologie ? Faut-il se baser sur le nombre de couches, ou d'étapes de production ? Sur l'énergie consommée jusqu'à l'obtention du produit fini ? Sur le degré d'automatisation lors de la fabrication ? Et dans ce dernier cas, qu'est-ce qui est le plus avantageux ? Un

| | c-Si | CdTe | CIS | a-Si/ µc-Si |
|--|------|------|-----|----------------|
| Abondance des matières premières | + | - | - | + |
| Toxicité des matières premières | + | - | o | + |
| Rendement théorique | + | o | + | o |
| Complexité du procédé de production | o | + | - | + |
| Utilisation des ressources en production | - | + | + | + |
| Expérience industrielle | + | o | - | o |

Tableau Paramètres-clés des technologies concurrentielles utilisées pour la production de cellules solaires, en considérant la physique, la production et le marketing (« + » correspond à un paramètre favorable).

être humain fait plus d'erreurs, mais une machine ne peut pas se corriger elle-même ...

Une chose est cependant sûre : tous les laboratoires de développement travaillant sur les technologies PV mentionnées ci-dessus, continueront à travailler avec acharnement afin d'augmenter la part de marché de l'énergie photovoltaïque dans le marché global de l'énergie électrique.

Références

[1] J. Meier, S. Dubail, R. Flückiger, D. Fischer, H. Képner and A. Shah : Intrinsic microcrystalline silicon (µc-Si:H) – a promising new thin film solar cell material. Proceedings of the 1st WCPEC, Vol. 1, Hawaii, USA, pp. 409–412, 1994.
 [2] T. Witte, A. Gahler and H. J. Booth : Next generation of laser scribing technology for grid parity and beyond. Proc. of 25th European PVSEC, Valencia, 3AV.2.22, 2010, in press.
 [3] H. Curtins, N. Wyrsh, M. Favre and A. V. Shah : Influence of plasma excitation frequency for a-Si:H thin film deposition. Plasma Chem. Plasma Processing 7, pp. 267, 1987.
 [4] H. Schmidt, L. Sansonnens, A. A. Howling, Ch. Hollenstein, M. Elyaakoubi and J. P. M. Schmitt :

Improving plasma uniformity using lens-shaped electrodes in a large area very high frequency reactor. J. Appl. Phys. 95, pp. 4559, 2004.
 [5] A. Taha et al. : Advanced PECVD reactor for thin film solar application. Proc. of 25th European PVSEC, Valencia, 3AV.2.40, 2010, in press.
 [6] M. Klindworth, C. Goury, S.Jost, A.Salabas, A.Stoeckle, A.Taha, G. Tipaka, Ch. Ellert : Layer properties in PECVD reactor for micromorph solar modules. Proc. of 25th European PVSEC, Valencia, 3AV.2.45, 2010, in press.
 [7] W. Frammelsberger et al. : Status of the development of micromorph cells and modules at Schott Solar Thin Film GmbH. Proc. of 25th European PVSEC, Valencia, 3.CO.13.2, 2010, in press.
 [8] J. Bailat et al. : Recent developments of high-efficiency micromorph tandem solar cells in Kai-M PECVD reactors. Proc. of 25th EU-PVSEC and 5th WC-PEC Conference, Valencia, Sept. 2010, 3.BO.11.5, 2010, in press.
 [9] M. Fecioru-Morariu et al. : High quality amorphous silicon layers for large area thin film PV applications. Proc. of 25th EU-PVSEC and 5th WC-PEC Conference, Valencia, Sept. 2010, 3.AV.1.23, 2010, in press.

Informations sur l'auteur



Christoph Ellert a obtenu en 1995 le titre de docteur en physique de l'Université de Freiburg, Allemagne. Après sa thèse sur l'absorption optique d'agrégats métalliques en fonction de la température, du matériau et de leur taille, il a travaillé 4 ans aux CNRC à Ottawa, Canada, et au CEA Saclay, France, sur l'interaction de lasers femtoseconde avec la matière. En 2000, il s'est consacré au domaine des couches minces pour l'énergie solaire. A partir de 2003, il a contribué, dès son début, au projet Solar chez Oerlikon, dont il est devenu par la suite responsable du groupe de développement du réacteur PECVD. Depuis septembre dernier, Christoph Ellert est professeur à l'HES-SO de Sion.
HES-SO Valais, 1950 Sion
 christoph.ellert@hevs.ch

Zusammenfassung

Dünnschicht-Silizium-Solarzellen

Entwicklung von grossflächigen Solarmodulen

Der weltweite Fotovoltaikmarkt wächst weiterhin mit zweistelligen Zuwachsraten, getrieben durch die steigende Nachfrage nach elektrischer Energie. Diese Nachfrage nachhaltig zu befriedigen unter Berücksichtigung der Randbedingungen, die von Ressourcenverfügbarkeit und Umweltschutz vorgegeben werden, ist eine der Visionen von Oerlikon Solar. Dieser Beitrag umreiss die technischen Grundlagen sowie die neuesten Fortschritte in der Entwicklung der Dünnschichttechnik auf Siliziumbasis von der Idee im Labor bis zur industriellen Produktion. CHE

Anzeige



usv.ch



CTA Energy Systems AG
 3110 Münsingen
 6331 Hünenberg
 www.usv.ch