



# Les dossiers de La Lettre du Solaire

Février 2011 / Vol 1 N°2

Publiée par CYTHELIA sarl,  
La Maison ZEN, Chef Lieu, F-73 000 Montagnole  
Tel+ 33(0)4 79 25 31 75 Fax+ 33(0)4 79 25 33 09  
Editeur: Alain Ricaud, [ar@cythelia.fr](mailto:ar@cythelia.fr), Rédaction : Mamadou Kane

---

## Sommaire

• <b>Editorial</b> .....	2	<b>CSP</b> .....	14
• <b>Technologies</b> .....	2	Boom du solaire thermique à concentration.....	14
<b>C'est quoi un watt ?</b> .....	2	Etats-Unis et Espagne tirent le CSP .....	15
Du kW au kWh. ....	2	<b>CPV</b> .....	15
Energie primaire, énergie finale, énergie utile, efficacité. ....	2	Cellule à concentration record pour Spire.....	15
Energies nouvelles renouvelables .....	2	Avantages et inconvénients du CPV .....	15
<b>Rendements PV</b> .....	4	Avantages et inconvénients du CPV (suite) .....	16
Que cachent les records d'efficacité ? .....	4	<b>Fermes solaires</b> .....	16
• Silicium cristallin. ....	4	Ferme solaire record.....	16
• CIGS. ....	4	<b>Voiture électrique</b> .....	17
• Silicium amorphe et micro-cristallin.....	5	Véhicules électriques: un moyen de stockage solaire mobile ? .....	17
• Cadmium-Telluride (CdTe). ....	5	L'électricité plus forte que les ENR .....	18
• Concentrateur multi-jonction. ....	5	<b>BEPOS</b> .....	18
Amélioration continue des rendements.....	6	La Villa Solar à énergie positive .....	18
Rendement industriel m-Si de 17.6% .....	6	<b>Reseaux</b> .....	19
Cellule à 18.9% de rendement .....	6	Les réseaux peuvent supporter plus d'ENR .....	19
Trois ans pour passer sous 3 \$/W ?.....	7	Nouveaux algorithmes énergétiques .....	19
<b>Couches minces</b> .....	7	<b>Telecom</b> .....	20
Projet européen pour films minces .....	7	Peu d'ENR dans les télécoms en Afrique .....	20
Analyse des acteurs couches minces.....	7	<b>Systèmes embarqués</b> .....	21
• Bonne santé de First Solar .....	7	Bateaux solaires .....	21
• Potentiel du CIGS .....	8	Marché de la recharge solaire de portable.....	21
• Le combat du CIGS .....	9		
• Nanofilm mince à haut rendement.....	11		
• Film autocollant à haut rendement.....	11		
Quand le CIS tirera-t-il son épingle du jeu ? ....	11		
Nanotechnologie au secours du rendement.....	13		
<b>Vieillessement</b> .....	13		
Evaluer la dégradation des panneaux.....	13		
Modules adaptés à la corrosion extrême .....	14		



# Les dossiers de La Lettre du Solaire

Février 2011 / Vol 1 N°2

Publiée par CYTHELIA sarl,  
La Maison ZEN, Chef Lieu, F-73 000 Montagnole  
Tel+ 33(0)4 79 25 31 75 Fax+ 33(0)4 79 25 33 09  
Editeur: Alain Ricaud, [ar@cythelia.fr](mailto:ar@cythelia.fr), Rédaction : Mamadou Kane

## • Editorial

En ce début d'année désespérante pour le solaire français, nous sommes heureux de vous dégager de la vie au jour le jour en vous faisant prendre un peu de recul avec le lancement de nos dossiers thématiques. Chaque mois en même temps que LLS vous recevrez un dossier thématique recouvrant les articles majeurs classés par thème, publiés au cours des douze mois précédents.

Le premier dossier paru en Janvier fut un peu spécial puisqu'il essayait de prendre la distance nécessaire pour forger un point de vue sur la restructuration du photovoltaïque français.

Ce mois-ci, nous avons choisi de vous parler de **technologies**, au cœur des préoccupations de nos scientifiques, des débats de nos industriels, des financements des Etats, et des espoirs des investisseurs.

Bonne lecture AR

## • Technologies

### C'est quoi un watt ?

Face à nombre de décideurs qui veulent promouvoir le développement énergétique, on a souvent du mal à leur expliquer les subtilités entre puissance et énergie, production et potentiel. Apparemment il en va de même dans des milieux plus « spécialisés » comme en témoigne l'article ci-dessous qui dispense un petit cours de vulgarisation et que nous avons du revoir entièrement – en italique - tant il était lui-même truffé de contre sens et d'inexactitudes. AR

Pour qui veut suivre les progrès des énergies renouvelables (ENR) par rapport aux énergies conventionnelles, il est utile de bien comprendre ce que renferme le mot « watt ».

#### Du kW au kWh.

L'unité de base de l'énergie est le Joule (J); une calorie = 4,18 Joule. L'unité de base de la puissance est le watt (1 W = 1 J/s, du nom de l'ingénieur écossais James Watt). Une lampe à incandescence consomme une puissance 25 à 100 watts. Le kilowatt (kW) est égal à 1 000 W. Le kWh indique lui une énergie, le nombre de kW utilisés (ou produits) en une heure. 1kWh =

3 600 000 Joules. Une lampe de 100 W allumée pendant 10 heures va consommer 1 kWh, unité de mesure universelle de l'énergie finale (facture d'électricité). Un cycliste qui pédale à toute vitesse pendant 10h avec une puissance de 100 W produit 1kWh. Rémunéré au coût actuel de l'énergie, il gagnerait 0.004 €/h, ce qui laisse rêveur sur le prix minime que nous accordons à l'énergie ...

Le contenu énergétique de un litre de fioul = 1 m<sup>3</sup> de gaz = 10 kWh. 1tep = 1,3 tec = 2.3 teb = 11 680 kWh = 42 GJ, équivaut à la consommation énergétique annuelle d'un français pour ses activités domestiques.

1Mtep = 11,680 TWh = 42 109 MJ (Mégajoules).

Plus rarement, on parle aussi de TW pour exprimer une énergie consommée en 1 an: 1TW= 1TWan /an= 8 760 109 kWh /an = 750 Mtep.

1 baril de pétrole = 138 kg =152 l (actuellement coûte 85 \$ = 65 €, soit 0.04 €/kWh)

### **Energie primaire, énergie finale, énergie utile, efficacité.**

L'énergie primaire est l'énergie consommée pour produire de l'énergie (fioul pour produire de l'électricité par exemple). L'énergie finale est l'énergie consommée au compteur ou à la pompe. L'énergie utile est l'énergie nécessaire pour accomplir une action donnée. Par exemple, dans l'éclairage, une lampe à incandescence de 100 W aura consommé en une heure une énergie finale de 100 Wh, une énergie primaire de 300 Wh (rendement de la centrale thermique) et produit une énergie lumineuse équivalent à 5 Wh. Son rendement global Energie utile /Energie Primaire = 1.7 %! Une lampe LED a une efficacité énergétique 10 fois plus importante, mais elle coûte plus cher.

### **Energies nouvelles renouvelables**

Les énergies nouvelles renouvelables (ENR) sont: le bio-gaz, les agro-carburants (ethanol et diester), la géothermie, le géosolaire, le solaire thermique, le solaire photovoltaïque, l'éolien, et l'énergie des vagues. Selon les conventions internationales, la grande hydraulique et le nucléaire qui ne produisent que de l'électricité sont comptés en énergie finale.

### **Qu'est-ce qu'une centrale thermique ?**

La capacité de production d'une grande centrale est en

général mesurée en MW, soit 1 million de watts ; c'est l'électricité maximale qui peut être générée à un instant donné. Elle peut fournir une quantité d'énergie annuelle dépendant du nombre d'heures de son fonctionnement. Par exemple, une centrale thermique de 600 MWel fonctionnant en moyenne 3 000 h par an produit 1,8 TWh. Pour assurer cette production, il aura fallu brûler environ 400 000 tonnes de fioul ou 600 000 tonnes de charbon. La même énergie, utilisée pour le chauffage électrique, correspond à la combustion dans des chaudières performantes (90%) de 170 000 tep. La combustion complète de Gaz naturel émet 56 g de C par kWh produit au lieu de 70g /kWh pour le pétrole et 90 g / kWh pour le charbon.

Or 39 % de l'électricité est produite dans le monde à partir de charbon et 9% à partir de pétrole. Dans de nombreux pays, la production de l'électricité s'appuie en majorité sur le charbon: 75% en Chine, 53 % aux Etats-Unis, 75% au Danemark, 55% en Allemagne, etc... Dans d'autres pays, c'est le pétrole qui est dominant, par exemple en Italie avec 49%.

Dans ces pays, l'intérêt du passage au gaz naturel est évident à court terme. L'obstacle principal pour la modernisation des parcs de production électrique est simplement la durée de vie de ces parcs.

L'Europe de l'Ouest dispose d'une surcapacité de production et de nombreuses centrales récentes; toutes choses égales par ailleurs il faudra plusieurs décennies pour constater un changement.

La situation aux Etats-Unis est plus favorable : ils auraient 52 GW de centrales nucléaires et 73 GW de centrales conventionnelles arrivant en fin de vie théorique entre 2000 et 2020. Mais leur vie pratique pourrait être plus longue.

Pour mesurer l'importance d'un dispositif de production d'énergie il faut au moins deux paramètres: la puissance installée et le taux d'utilisation.

Ne donner que la puissance nominale conduit en effet à des effets pervers si l'on ne l'assortit pas du nombre d'heures moyen de fonctionnement dans l'année, qui peut être très variable suivant les installations, allant de 1000 heures équivalent pleine puissance pour le photovoltaïque à 8760 (nombre d'heures dans l'année) d'un installation hydraulique au fil de l'eau.

En outre la production d'électricité se sépare traditionnellement en trois types :

- L'électricité de base, celle consommée par des équipements qui fonctionnent de manière à peu près constante
- L'électricité de pointe (climatisation d'été)
- La semi-base (chauffage à accumulation)

Les données moyennes d'observation en Europe en 2001 sont les suivantes :

- Hydroélectrique au fil de l'eau : 5000-7000 (68%)
- Nucléaire : 6 800 (78%)
- Charbon : 4 800 (55%)
- Gaz : 3 300 (38%)
- Hydroélectrique de barrage : 1 000- 2 000 (17%)
- Eolien : 1 500 - 2 100 (21%)
- Solaire thermique et photovoltaïque : 800 -1 400 (9 - 16%)

Les plus grandes centrales PV actuelles ont une puissance de 40 à 100 MW. Ce sont de grandes installations, avec des dizaines voire des centaines de milliers de panneaux alignés sur de vastes étendues de terres. Les aérogénérateurs les plus répandus ont une puissance variant entre 1 et 2 MW – même si des machines de 5 MW sont en développement. Un champ éolien d'une douzaine de turbines a une capacité électrique moyenne de 18 MW. Mais du fait de la modularité de la technologie, certains champs ont des centaines de MW de capacité. Et évidemment, la quantité d'électricité disponible dépend des conditions de vent. Dans les bonnes années, une ferme éolienne de 18 MW peut produire 62 GWh, d'électricité par an. Ce chiffre peut chuter à 39 GWh les mauvaises années.

Les grandes centrales électriques peuvent produire des centaines de GWh. Par exemple une centrale de 700 MW peut alimenter près d'un demi-million de foyers américains. Ce type de centrale est en général alimenté par des combustibles fossiles comme le pétrole, le charbon ou le gaz naturel, mais il peut aussi être nucléaire, géothermique ou solaire à concentration (CSP). La plupart des centrales CSP ont entre 40 et 100 MW de capacité, la plus grande, celle du désert du Mojave en Californie, développe toutefois une puissance de 354 MW ; c'est une technologie en croissance rapide.

**GW.** Pour les très grandes puissances, la capacité est exprimée en GW, soit un milliard de watts, ou encore 1 000 MW. La centrale nucléaire de Chernobyl avait une capacité 4 GW de capacité et représentait 10% de la capacité totale de l'Ukraine. L'Indonésie envisage de construire une centrale géothermique de 4 GW et d'installer dans le même temps une puissance globale de 10 GW au charbon. La plus grande centrale, toutes technologies confondues, le barrage hydroélectrique des Trois Gorges en Chine, d'une capacité probable de 22.5 GW ! De nombreux pays font leur comptabilité énergétique en GW. Par exemple en 2009, l'Allemagne et la Chine affichent environ 26 GW de puissance éolienne installée et les Etats-Unis 35 GW. En 2008, les Etats-Unis avaient 335 GW de capacité au charbon, produisant environ la moitié de l'électricité du pays.

Source Suparna Kadam, GreenRay, le 07/09/2010, corrigé par AR

## Rendements PV

### Que cachent les records d'efficacité ?

Il ne se passe pas un semestre sans une nouvelle annonce concernant le rendement de conversion des cellules solaires. Par exemple en septembre, *Oerlikon Solar* et son partenaire *Corning* ont annoncé avoir battu le record du monde d'efficacité en laboratoire pour une cellule tandem a-Si, à 11.9% de rendement stabilisé certifié par le *NREL*. Dans le même temps, *Conergy* a annoncé que sa nouvelle technologie d'émetteur sélectif pouvait augmenter le rendement des cellules issues d'une de ses lignes allemandes de 0.5 point. Des scientifiques de l'université de Yonsei et du *MIT* ont annoncé de nouvelles technologies qui pour le premier pourrait permettre d'augmenter le rendement de 65% et pour l'autre de le doubler. « *Tout le monde travaille sur le rendement. Vous trouverez difficilement un fabricant qui n'ait pas annoncé au moins une fois dans l'année, avoir initié un programme d'amélioration des rendements* » dit **Paul Wormser**, directeur senior d'ingénierie et de systèmes chez *Sharp Electronics*. **Martin Green**, de l'université de New South Wales, remarque qu'on a assisté en quelques années à l'accélération de l'amélioration des rendements en laboratoire, avec environ 10 records battus pour différentes technologies de cellules et modules tous les six mois. Les records des cellules commerciales restent inférieurs à ceux obtenus en laboratoire mais l'impact de ces améliorations est bien perceptible. *First Solar* par exemple rapporte que ses panneaux sont passés de 10.9% à 11.2% en une année, souligne **Martin Green**. L'édition d'octobre de *Progress in PV*, qui suit l'évolution des rendements en laboratoire des cellules et modules, cite de nouveaux records pour le CPV, le CIGS, le tandem a-Si entre autres. De récentes études comparent les rendements en laboratoire et commerciaux des différentes filières, cristallin, CIGS, amorphe, CdTe et CPV.

- **Silicium cristallin.**

Pour cette technologie, le rendement est vraiment devenu un objectif clé en 2005 avec la pénurie du silicium solaire qui s'est poursuivie jusqu'en 2008. La fourniture de silicium était alors limitée et chère, ce qui a poussé les fabricants à améliorer les rendements. Comme les panneaux sont vendus par puissance crête ( $W_c$ ) et non par unité, les fabricants qui augmentent leur rendement augmentent leurs profits sans produire plus de panneaux ou utiliser plus de silicium. Seul le process de fabrication est un peu plus complexe. En regard des limites naturelles du matériau, le silicium cristallin peut atteindre une efficacité théorique de 28%. Ces rendements record sont fondés sur des conditions de laboratoire qui ne se retrouvent jamais sur une chaîne commerciale, met en garde **Lars Wadmann**, directeur des relations publiques de *Schott*

*Solar*. En laboratoires les chercheurs sont en avance de 3 à 4 points de rendement. Le record détenu depuis trois ans par l'université de *New South Wales* est de 25%. *Sandia National Laboratories* a testé les cellules en 1999 et les a intégrées à un module qui a eu un rendement de 22.7%. Pendant ce temps, *SunPower* a produit la cellule commerciale au silicium cristallin la plus performante à 19.3%, selon le classement annuel de *Photon* publié en février. En mai, la société a annoncé une nouvelle ligne de panneaux à 19.5% et en juin une cellule de grande dimension testée par le *NREL* à 24.2%. La recherche des hauts rendements est moins cruciale que lors de la pénurie du silicium: la matière première est obtenue aujourd'hui à 60 \$/kg. Mais avec la fin de la pénurie en 2008 et la chute des prix des modules, une autre raison a poussé les fabricants à une nouvelle course au rendement: la baisse des coûts pour conserver les marges, les panneaux étant vendus par puissance et non par unité. Le haut rendement permet également de réduire les coûts d'installation – y compris les structures, les câbles – car on installe moins de surface pour une même puissance. Améliorer le rendement permet de vendre plus que la concurrence, atout important en période de réduction des marges brutes. Si la baisse des prix favorise l'amélioration des rendements, elle peut aussi être une limite: les fabricants ne s'engagent dans cette recherche que si les coûts additionnels de développement sont inférieurs au gain des ventes.

- **CIGS.**

La revue inclut deux nouveaux résultats concernant le CIGS, qui donne le meilleur rendement en laboratoire de tous les films minces. En avril, une cellule CIGS sur verre du *NREL* a été testée à 19.6%, contre 19.4% pour le précédent record du même laboratoire obtenu en janvier 2008. De son côté, *ZSW Stuttgart* a produit une cellule testée à 20.3% par *ISE-Fraunhofer* cet été. Mais sa surface d'ouverture n'étant que de 0.5 cm<sup>2</sup>, ce record ne peut pas être validé selon **Martin Green**. Les erreurs de mesure surviennent beaucoup plus avec les petites surfaces et ces cellules peuvent aussi être moins représentatives du groupe parce qu'il est possible d'en faire des milliers sur un seul substrat et de faire un tri sélectif. Mais le haut rendement atteint a permis à *ZSW Stuttgart* de publier dans la section « *Notable Exceptions* » de *Progress in PV* qui répertorie les cellules à haut rendement qui ne remplissent pas les conditions standard pour être homologuées. Le record précédent avait été atteint par la même société six mois plus tôt à 20.1%.

Le meilleur module CIGS, fabriqué par la filiale *Solibro* de *Q-Cells* atteint un rendement commercial de 12.2%. *Würth Solar* vend aussi un module CIS qui affiche 11.8%.

### • *Silicium amorphe et micro-cristallin.*

En août, le module a-Si:H/ $\mu$ c-Si d'*Oerlikon Solar* testé à 11.9% a dépassé les 11.7% atteint par *Kaneka* en 2004. Il intègre un nouveau verre fabriqué par *Corning*. La société a également amélioré sa technologie tandem avec un meilleur miroir en face arrière associé à une couche de silicium plus fine qui réduit la dégradation sous lumière et améliore le rendement stabilisé.

Le meilleur rendement commercial de panneaux a-Si:H et microcristallin a été atteint par *Pramac*, un client d'*Oerlikon Solar*, avec 9.2%. *Sharp* et un de ses clients, *IBC Solar*, produisent un panneau à 9%. Ce type de cellules a le potentiel d'atteindre 11% en 2012 selon **Thomas Block**, chef de production chez *Schott* et même atteindre 12% prochainement selon **Lars Waldmann**. Pendant ce temps, dans la section « *Notable Exceptions* » de *Progress in PV*, *Uni-Solar* montre sa cellule tandem a-Si:H / Si nanocristallin, à 12.5% de rendement stabilisé testée par le *NREL* en mars 2009 ; sa surface active n'étant que de 0.27 cm<sup>2</sup> elle n'a pas été validée. La société déclare également détenir le record pour la cellule a-Si flexible avec 15.4% atteint en laboratoire.

En production, le rendement atteint par *Uni-Solar* est de 8.2% pour un rendement module de 6.7%. *Schott* produit une cellule tandem a-Si:H de plus de 10%, selon **Block** ; mais *Uni-Solar* projette de fournir des modules à 12% en 2012 et a présenté une feuille de route en juin dernier qui prévoit un rendement de 20% à un coût de 0.95 \$/W.

### • *Cadmium-Telluride (CdTe).*

*First Solar*, la société qui a popularisé cette technologie est devenue le leader mondial des fabricants avec 1.1 GW de production en 2009. Cette position doit beaucoup à son coût de production le plus bas de l'industrie PV, en dessous du seuil symbolique de 1 \$/W depuis février 2009 et qui avoisine 0.76 \$/W pour les panneaux depuis le second semestre de la même année. L'amélioration des rendements explique en partie cette baisse des coûts de production. Cela a en effet permis d'augmenter les capacités de production sans investissements dans des unités supplémentaires. Dans une annonce faite en septembre, *Sunovia Energy Technologies* et *EPIR Technologies* déclarent pouvoir améliorer notablement les rendements. Le rendement commercial des cellules à double jonction au CdTe pourrait atteindre, selon ces sociétés 35%.

### • *Concentrateur multi-jonction.*

Les cellules multicouches à concentration offrent les meilleurs rendements mondiaux actuels. En septembre, *Spire* a battu le record pour ce type de cellule. Sa cellule multi-jonction à concentration a été testée à 41.3% ; elle est composée de couches d'indium-

gallium-phosphore, de gallium-arsenic et d'indium-gallium-arsenic, ainsi que d'un concentrateur qui produit 406 soleil sur la cellule. *Spectrolab* détenait le précédent record avec un concentrateur de 364 soleils et une cellule GaInP, GaInAs et Ge en août 2009. *Sharp* a annoncé également en septembre qu'elle a battu le record mais *Spire* a ensuite annoncé 42.1% pour sa cellule développée avec l'université de Tokyo. Il faut dire que cette filière voit les records tomber tous les six à neuf mois en moyenne et que la compétition y peut être encore plus rude en raison des coûts élevés de développement. Les projets pour lesquels ces cellules sont ciblées, usant de miroirs et de lentilles, requièrent beaucoup moins de cellules et de plus petite taille que les projets PV conventionnels ; les sociétés peuvent donc utiliser des matériaux plus coûteux mais plus efficaces.

Typiquement, *Spectrolab* passe du laboratoire au commercial en deux ans. La société produit des cellules à 38.5% et projette de porter ce rendement à 40% au premier trimestre 2011 et à 41.5% en fin 2012 ou début 2013. Les rendements théoriques peuvent atteindre 55 à 60% mais de façon réaliste on peut attendre des cellules commerciales à 45% entre 2015 et 2020. La production de cette société devrait passer de 40 MW à 120 MW cette année.

**Où s'arrêtera cette guerre du rendement ?** C'est la question qu'on peut se poser devant ce déploiement de moyens. Elle va culminer quand les gains d'efficacité ne seront plus commercialement viables... comme pour tous les progrès réalisés par l'industrie PV. La succession de records montre que nous entrons dans « la zone du dernier dixième », le plus cher. Bien sûr, le rendement est une unité de mesure des performances industrielles. Le coût par unité de surface et le rendement de fabrication – autant celui des modules que celui des autres composants du système – est l'autre facteur du coût par watt. La quantité d'énergie électrique produite enfin par un kWc sous une irradiation annuelle donnée, est l'autre unité de mesure qui permet de déterminer le coefficient de performance (kWh/ kWc.h) qui s'exprime en %. Il est compris en général entre 70 et 85% suivant les technologies. Par exemple, la technologie a-Si:H peut produire relativement plus en conditions de rayonnement diffus ou de haute température que le silicium cristallin à puissance égale – 5 à 10% plus de kWh/kWc. Les clients ne regardent pas seulement le rendement du module mais aussi son productible annuel. Les sociétés parlent de plus en plus de coût de l'électricité produite, voire du retour sur investissement que les clients peuvent espérer, selon **Paul Wormser**. Les différents critères d'évaluation sont importants car ils permettent aux clients de choisir les technologies adaptées à leurs environnements spécifiques. Pour certains projets, le coût par watt va être plus important et pour d'autres c'est le coût par kWh qui sera décisif, ce qui explique

la diversité actuelle du marché du PV.

Source Jennifer Kho via Photovoltaics World Issues, décembre 2010 corrigé par AR.

### **Amélioration continue des rendements**

Dans le solaire PV, le rendement est un des problèmes du moment. C'est pour cela que les fabricants sont lancés dans une course au rendement depuis plusieurs années, avec des progrès notables tant chaque point gagné se traduit en gain de coût. *MiaSolé*, fabricant de panneaux CIGS, annonce 15.7% de rendement pour son module film mince de 1 m<sup>2</sup>, chiffre certifié par le NREL. Le précédent rendement certifié, datant de septembre était de 14.3%. La société annonce ce chiffre comme un record pour un module commercial au film mince de grande taille, très proche du rendement d'un module au silicium polycristallin. « C'est une étape très importante car prouvant la possibilité de produire un module de taille standard avec un rendement égal ou supérieur à celui des modules polycristallins disponibles actuellement mais fabriqué avec une structure de coût d'un module film mince », selon **Dr Joseph Laia**, PDG de *MiaSolé*. La société avait récemment annoncé l'expédition de modules à 13% de rendement au deuxième trimestre 2011 après la certification UL et IEC. Les expéditions de la société en 2010 seront de 22 MW. Les produits sont en général destinés à des sociétés d'électricité ou des producteurs indépendants pour une utilisation industrielle comme les grands toits solaires ou les parcs solaires.

*Boeing* de son côté, annonce la commercialisation de sa cellule à concentration de 39.2% de rendement, nouveau record selon elle. A la fin du mois passé, la compagnie a annoncé que *Spectrolab*, une de ses filiales à 100%, a commencé la production industrielle de sa nouvelle cellule terrestre C3MJ+, qui offre le meilleur rendement industriel actuel. Il s'agit d'une version améliorée du C3MJ actuel qui affiche 38.5% de rendement de conversion. *Spectrolab* est un producteur de cellules multijonctions, panneaux solaires, simulateurs, etc. qui vient de célébrer ses cinquante ans. Ses produits alimentent les satellites depuis 1958 et ont contribué au succès de nombreuses missions spatiales, civiles et militaires. « Ces cellules plus efficaces suscitent l'intérêt de nombre de clients potentiels. L'an passé nous avons battu un nouveau record de rendement à 41.6%. Nous sommes maintenant au stade de la production pour la même technologie et pensons livrer les premières cellules en janvier », déclare **Russ Jones**, directeur du département CPV de *Spectrolab*.

Source RenewableEnergyWorld, le 02/12/2010

### **Rendement industriel m-Si de 17.6%**

La société *Schott Solar* vient de produire ses premières cellules multicristallines à 17,6% de rendement à une échelle industrielle. Ce rendement a été atteint sur la

surface d'ouverture et confirmé de façon indépendante par l'*European Solar Test Installation (ESTI)*. D'autres cellules produites dans un environnement industriel ont atteint un rendement supérieur à 18%, selon des responsables de la société. La face arrière de la cellule a été passivée en usant de combinaisons de différentes couches de diélectriques comme contact local – dispositif connu sous le nom de structure PERC.

Les caractéristiques techniques du module multicristallin sont les suivantes : rendement 17,6% ; tension de circuit ouvert 38,3 V ; courant de court-circuit 8,94 A ; puissance module 258 W ; surface module 1,4701 m<sup>2</sup> (surface d'ouverture).

Les caractéristiques de la cellule de haute performance sont les suivantes : rendement 18,2% ; tension de circuit ouvert 642 mV ; densité de courant de court-circuit 36,2 mA/cm<sup>2</sup> ; puissance cellule 4,43 W ; surface cellule 243,34 cm<sup>2</sup>.

Source Renewable Energy Focus, le 06/09/2010

### **Cellule à 18.9% de rendement**

*JA Solar*, fabricant de produits solaires de haute efficacité, a présenté lors de la conférence Intersolar Europe, sa nouvelle cellule SECIUM à 18.9% de rendement. La nouvelle cellule permet une meilleure réponse spectrale aux petites longueurs d'onde par rapport aux cellules standards, en plus d'autres caractéristiques que sont une plus grande tension de circuit ouvert, un plus grand courant de court-circuit et une réduction substantielle des pertes de recombinaison. Les cellules SECIUM améliorent également le facteur de forme et puissance de sortie. Une production pilote a été lancée en mai avec une prévision de commercialisation courant second semestre 2010. Ce rendement de 18.9% a été certifié de façon indépendante par l'*ISE-Fraunhofer*. « Le lancement de nos cellules SECIUM illustre l'engagement de la société à développer les technologies de nouvelle génération de cellules à haut rendement. En tant que leader technologique industriel, nous sommes fiers de fournir à nos clients des produits solaires bon marché de haute qualité. A travers notre centre de R&D industriel nous allons continuer à fournir les dernières technologies aux marchés existants et émergents » », a déclaré **Dr Peng Fang**, CEO de *JA Solar*.

Source PR Newswire, le 09/06/2010

#### *Nos commentaires*

*JA solar* est le 6<sup>ème</sup> producteur mondial de cellules avec une production 2009 de 520 MWc. Cette société a été créée en 2005 par *Jinglong Group*, très gros industriel chinois de la filière PV lingots (capacité de production de 5000 tonnes cette année) et wafers. Il est désormais passé le temps du dénigrement systématique des produits chinois, il est cependant vrai que produire de l'électricité PV en France avec des modules chinois n'est pas pertinent en terme de bilan carbone ! AR

## Trois ans pour passer sous 3 \$/W ?



T-Solar va diriger un projet de recherche européen qui vise à améliorer le rendement des modules de très grande taille, en réduisant sensiblement le coût de production par module. Le projet est financé à travers le 7<sup>ème</sup> PCRD de la Commission européenne. Baptisé Helathis, il sera développé entre 2010 et 2013 par T-Solar, les universités de Barcelone et d'Utrecht, le centre de recherche allemand ForsChungszentrum Jülich et la société belge AGC Flat Glass Europe. L'objectif spécifique annoncé pour ces trois ans est la réduction du coût. **Jordi Andreu**, directeur de Technologie, Innovation et Développement de T-Solar et principal porteur du projet, affirme que « la conversion PV a connu des avancées considérables, tant du point de vue des capacités installées que de celui de la réduction des coûts. Cette technologie reste cependant très chère et, il est donc nécessaire d'évoluer vers plus de compétitivité sur un marché libre ». Le projet Helathis vise un rendement stabilisé de 8% pour des modules de grande échelle (5.7 m<sup>2</sup>) simple jonction, et de 11% pour les modules double jonction, en obtenant un coût par module inférieur à 1 US\$/Wc. La meilleure façon d'obtenir ce résultat, explique **Jordi Andreu**, est « d'augmenter le rendement des modules au moyen des stratégies de confinement optique qui permettent d'améliorer l'absorption de la lumière, en réduisant ainsi le prix de fabrication par watt ». Ces stratégies se concentrent donc sur la réduction des pertes de rayonnement des différentes parties du module, pour optimiser l'absorption par la couche de silicium. Les progrès obtenus seront appliqués aux modules en silicium amorphe simple jonction, comme aux modules de double jonction a-Si/mc-Si. Les chercheurs qui participent à Helathis se sont réunis récemment à Orense, en Galice, pour mettre au point les détails du projet.

Source [www.t-solar.eu](http://www.t-solar.eu) et *Energias Renovables*, le 01/03/2010

## Couches minces

### Projet européen pour films minces

Oerlikon Solar, la division solaire de la société d'ingénierie suisse OC Oerlikon a annoncé avoir acquis un financement de 9.4 millions € de la Commission européenne (CE) pour un projet de recherche baptisé PEPPER. Le coût global du projet est

estimé à 16.7 millions €. L'objectif de l'étude est d'améliorer l'efficacité des modules film mince au silicium tout en en réduisant le coût de production. Les autres participants sont le laboratoire PV de l'institut de Micro-ingénierie de l'EPFL, le fournisseur de produits PV allemand, *Bosch Solar Energy AG*, le producteur de gaz allemand, *Linde AG* et plusieurs universités.

Source ADP News Renewable Energy Track, le 02/11/2010

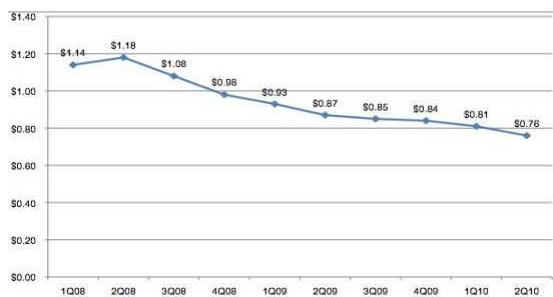
### Analyse des acteurs couches minces

Les principaux acteurs actifs de la filière ont été examinés dans ce numéro. Beaucoup de promesses et un potentiel de production en pleine croissance n'effacent pas les risques d'une technologie qui arrive à maturité commerciale. Les actuels grands noms des couches minces hors a-Si sont : *First Solar*, *Sharp*, *Sunfilm*, *Solar Frontier (ex-Showa Shell)*, *MHI (Missubishi Heavy Ind.)*, *Kaneka*, *Global Solar Energy*, *Würth Solar*, *Solibro (Q-Cells)*, *Avancis (Saint-Gobain)*. Les futurs grands noms pourraient être : *Stion*, *Solyndra*, *AQT*, *Nanosolar*, *SoloPower*, *NuvoSun*, *Daystar*, *Ascent Solar*, *HelioVolt*, *Solarion*, *Sulfurcell*, *Johanna Solar*, *MiaSolé*, *Illies Renewable*, *Nexcis*, *Screensolar*.

### • Bonne santé de First Solar

Les résultats de *First Solar*, le géant du film mince CdTe affichent une belle santé en ce second trimestre 2010 :

- Les ventes s'élèvent à 587.9 M\$, soit 3% de hausse par rapport au premier trimestre 2010, et 12% par rapport au second trimestre 2009. La hausse des volumes de production et des revenus sur les systèmes a partiellement été compensée par la baisse des prix et un euro faible. Ce bon résultat est principalement dû aux ventes de systèmes clé en main.
- La marge brute s'élève à 48.3% au total et 52.2% si on considère uniquement les modules.
- Les bénéfices nets sont de 159 M\$, en retrait de 7.7% par rapport au premier trimestre 2010 et de 12% par rapport au second trimestre 2009, baisse essentiellement attribuée à la réduction des prix, aux dépenses d'opération élevées en raison d'un programme de remplacement de modules qui a coûté 23.4 M\$. Elle est partiellement compensée par une plus grande production des modules et un plus faible coût par watt.
- Le coût de production du module est de 0.76 \$/W, en baisse de 6% (-0.05 \$) par rapport au premier trimestre, effet combiné de l'amélioration de la productivité, la réduction des coûts des matériaux et un taux de change favorable. Le coût par watt a baissé de 13% par rapport à 2009, comme suit :



- La productivité par ligne s’élève à 59 MW pour le trimestre et à 344 MWc pour les 24 lignes, soit 6% et 6.8% de croissance respectivement par rapport à l’an passé. Cela dépasse déjà de 100 MW les projections de la société pour 2012 et la situe à 2 200 MW. *First Solar* prévoit une diminution notable du coût par watt à 0.52-0.63 \$/W en 2014, avec comme cible un coût du BOS inférieur à 1 US\$/W.
- Les **perspectives pour l’année 2010** sont de 2.5-2.6 \$/W, ce qui reflète partiellement la redistribution de capacité de production de module du segment systèmes pour satisfaire la demande européenne. La marge brute se situe à 44-45% (49-51% pour les modules) et la marge opérationnelle à 27-29%. Le bénéfice par action (EPS earnings per share) se situe à 7-7.4 \$ qui inclut une réduction de 0.23 US\$ par effet de change avec l’euro. La marge brute au troisième trimestre devrait se situer autour de 40%. La société envisage une production de 500-700 MW de systèmes en 2011 contre 175 MW en 2010.
- Sur le front des projets également la situation est en progrès. La production du site de Sarnia appartenant à *Enbridge* dans l’Ontario canadien est à 50% des capacités (40 MW). La phase 2 pour la porter à 100% est attendue pour le mois de septembre. D’autres projets continuent : Copper Mountain au Nevada étendra la capacité de 10 MW à 48 MW, Cimarron, 30 MW au Nouveau Mexique a été livrée à *Southern Co.*, etc.

Les réactions à ce bilan sont mitigées. Le résultat des bénéfices sur les actions est inférieur aux prévisions les plus pessimistes de plus de 8%. La rentabilité attendue par les investisseurs sur l’année entière est également en retrait (environ 7.50 \$). Cependant la réduction de 6% sur le coût par W est un bon point par rapport au trimestre précédent (1-3%) ; cela crédibilise les options de la société selon l’analyste **Satya Kumar** du *Crédit Suisse*.



Figure 1 : Capacités actuelles et projetées de *First Solar*. *First Solar*

Selon **Steve O’Rourke** de la *Deutsche Bank*, « *First Solar* montre ainsi qu’elle a beaucoup plus de latitude que ses concurrents du c-Si » pour ajuster les prix et les procédés industriels, d’autant plus qu’il prévoit une nouvelle surproduction des modules c-Si en 2011. « Avec cet avantage sur le coût et le prix moyen et un des portefeuilles de projets les plus solides de l’industrie, *First Solar* devrait encore augmenter ses capacités de production en 2011 ». L’expert ajoute que la croissance soutenue de la capacité de production, tirée par le segment des systèmes, n’est pas seulement un avantage pour la couverture de la demande actuelle mais qu’elle permet de stimuler cette activité qui pourrait être très pertinente en 2011 en cas de surproduction de modules. Enfin, dans l’industrie du solaire, « les vainqueurs seront les fabricants à bas coût, en particulier ceux disposant d’un portefeuille de projets déjà fourni. *First Solar* est aujourd’hui la seule compagnie qui réunit ces conditions ».

Source James Montgomery, *PV World*, le 30/07/2010

### • Potentiel du CIGS

Une analyse du monde du film mince à travers un autre prisme, celui de **Joseph McCabe**, un vétéran de l’industrie PV, qui a souvent entendu cette question : quelle société va gagner la bataille du haut rendement des films minces ? Il tente une réponse.

*First Solar*, avec son CdTe sur verre, a grandement contribué à crédibiliser la filière en prouvant qu’il était possible d’allier un rendement respectable à un bas coût de production et avec une durée de vie acceptable. Avant cela, le silicium amorphe (a-Si) était le leader du film mince, avec le meilleur rendement commercial. Actuellement, la technologie doit faire face à la concurrence du silicium cristallin qui baisse ses coûts de production notablement.

La filière CIGS détient le record du monde de rendement en laboratoire du film mince à une couche. Le vrai défi du CIGS est de dépasser les autres filières en rendement commercial à court terme. Pour cela sa référence doit être *First Solar* avec ses bons chiffres (cf. article ci-dessus) et surtout ses perspectives à court

terme, telles que présentées récemment par **David Eaglesham** : 0.65 \$/W pour l'investissement dans les usines et équipements (CapEx) ; coût de production de 0.52 \$/W ; rendement à 14%. Tout fabricant de CIGS sur verre doit avoir pour horizon ces chiffres pour être réellement compétitif. Les avantages de la filière CIGS flexible seront développés plus bas. Le deuxième facteur de performance de la technologie PV est la correction de l'effet de température, par exemple pour les systèmes intégrés au bâti ou sur des automobiles. Un critère de jugement est le niveau de performance annuelle des systèmes qui peut varier pour une même technologie selon les fabricants de modules et qui pourrait un élément comparatif entre eux. Un autre élément d'évaluation économique est le coût du BOS. La plupart des modules PV sur verre ont un BOS similaire, leurs coûts d'installation du système se situant entre 1 et 3 \$/W. Le coût du BOS par unité de surface varie en proportion inverse du rendement du module. En comparant des modules à 10% et 20% de rendement, chacun avec un coût du BOS d'environ 2 \$/W par unité de surface, le moins efficace a un coût double parce qu'utilisant deux fois plus de surface. Quand le prix du module baisse, le BOS devient le facteur de coût dominant du système installé, comme l'expliquait déjà un rapport de la *Deutsche Bank*, datant de 2007 et intitulé « Technology and economics ; thin films and cristalline silicon ». Les données de coûts qu'il contient sont à actualiser mais la discussion reste d'actualité. Tous les fabricants sont jugés l'usage de leurs produits dans un système qui fournit une performance à long terme, exprimée en niveau de coût de l'énergie produite sur la durée de vie du système. Selon les analystes de la banque, « le CIGS sur substrat flexible a un potentiel important en termes de coût et de rendement mais n'est pas encore une production commerciale. Nous pensons que les modules CIGS sur substrat flexible peuvent avoir d'excellentes applications pour l'intégration au bâti, les équipements portables ou électroniques ». Pour cela les produits doivent justifier de certifications TÜV et UL qui garantissent leur fiabilité. Certains fabricants de CIGS sur verre existent depuis longtemps, comme *Solar Frontier* (qui a été *Siemens* puis *Shell* puis *Showa Shell*). Ils fabriquent un beau module en verre monolithique noir avec un rendement acceptable, parfait pour l'intégration verticale aux bâtiments. D'autres compagnies plus récentes de CIGS sur verre vendent également des produits flexibles, collent du CIGS à l'intérieur de tubes de verre, etc. Pour le CIGS, il y a un CapEx inhérent au procédé de déposition. Il convient de considérer les CapEx actuel et projeté pour les techniques de déposition (électrodéposition, co-évaporation sous vide, etc.) utilisées dans la fabrication de CIGS pour comparer les fabricants. L'objectif avoué des compétiteurs est de développer une technologie à coûts de fabrication et CapEx bas et rendements élevés qui peut réduire le coût du BOS. Le

vainqueur sera celui qui pourra justifier une confiance à long terme en son produit à un coût de production du système similaire ou inférieur à celui de *First Solar* et aussi disposer d'un solide business plan.

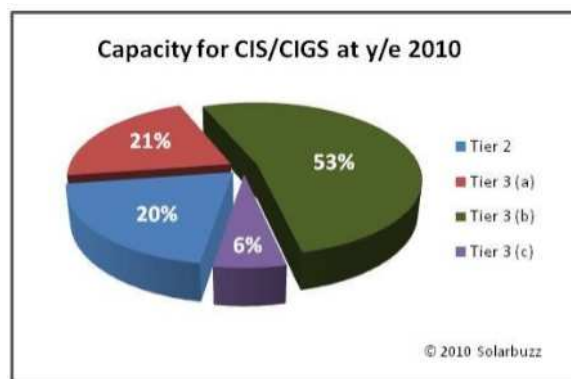
Contact : [energyideas@gmail.com](mailto:energyideas@gmail.com)

Source *RenewableEnergyWorld.com*, le 06/08/2010

## • Le combat du CIGS

Autre analyse par **Ucilia Wang**, journaliste spécialisé dans les ENR qui observe avec intérêt l'émergence des technologies de film mince depuis plusieurs années.

Selon **Ucilia Wang**, si la croissance du marché de l'énergie solaire était écrite comme un roman fantastique, alors les fabricants du CIGS seraient les membres d'un clan mythique de guerriers réputés féroces venant de loin et rassemblant des forces pour réorganiser la géopolitique du royaume. Sauf que jusqu'ici, cette grande armée ne s'est pas matérialisée mais elle est en ordre de marche vers le champ de bataille. Après des années de R&D, pleine de promesses non tenues, certains fabricants de CIGS – ou de ses variations avec les mêmes ingrédients – semblent désormais prêts.



In contrast to leading crystalline silicon, cadmium-telluride and amorphous-silicon solar panel makers in the Tier 1 category, CIS/CIGS players mainly fall into the Tier 2 category.

**Tier 2:** Technology qualified, product ready, in mass production with low moderate output.  
**Tier 3 (a):** Technology qualified, pending market acceptance, in production with low volume output.  
**Tier 3 (b):** Technology qualified, pending market acceptance, running pilot lines with very low volume.  
**Tier 3 (c):** Technology not qualified, not market ready, in R&D, and not yet any volume output.

*Solar Frontier*, filiale de *Showa Shell*, construit une unité de 900 MW au Japon, une capacité de production qui pourrait en faire le premier compétiteur CIGS. Cette nouvelle usine, la troisième de la société, porterait sa capacité de production globale à 980 MW. *Solar Frontier* espère commencer à fabriquer cet automne et produire en masse le printemps prochain, selon **Greg Ashley**, le nouveau chef des opérations. « Vous ne pouvez pas faire cela tant qu'on n'est pas un acteur au-dessus d'un gigawatt. Notre histoire de numéro 1 est que nous avons un produit rentable disponible à la demande de nos contractants ».

Pendant ce temps, dans la Silicon Valley, *MiaSole* promet de produire des panneaux solaires à 13% de rendement d'ici la fin de l'année. *Stion* vient juste de

lever 70 millions US\$ pour étendre la capacité annuelle de son usine de 10 à 100 MW d'ici l'an prochain et traite avec un investisseur, *Taiwan Semiconductor manufacturing Co.* Et enfin, *Solyndra* construit une usine grâce à un prêt fédéral de 535 millions US\$. Le mois passé, la société a annoncé qu'elle emprunterait 175 millions US\$ à des investisseurs pour commencer à produire dans sa nouvelle usine courant dernier trimestre de cette année et qu'elle augmenterait la production annuelle à 300 MW au moins vers la fin 2011. *Sulfurcell*, une société allemande adossée à *Intel Capital*, qui produit des modules CIS, a construit une usine de 75 M l'an passé à Berlin et ouvert un bureau aux Etats-Unis cette année. La compagnie travaille sur un projet de 3.8 kW pour école de Los Angeles, selon **Boris von Bormann**, directeur des ventes pour l'Amérique du Nord. *Avancis*, qui fabrique des panneaux a récemment inauguré une usine de 100 MW en Allemagne. Alors que les fabricants de panneaux CIS/CIGS sont très tentés d'annoncer leurs progrès, les acteurs majeurs du marché sont à peine touchés par ces annonces. Les fabricants de silicium cristallin avec des capacités de 1 GW ou plus dominant le marché. Et de nombreux autres disposent de plusieurs centaines de MW. Le succès probable du CIS/CIGS reste un chapitre non encore écrit de l'histoire des technologies solaires. « *S'ils peuvent produire des technologies à un prix compétitif, la prochaine étape est de bien s'implanter sur le marché. Je pense que la plupart d'entre eux ne sont pas encore en position de le faire parce qu'ils n'ont ni le volume de production suffisant ni les bons coûts* », a déclaré **Finlay Colville**, analyste senior chez *Solarbuzz*. « *Quand vous regardez 2010, vous voyez des capacités industrielles installées et la structure de coût un peu plus claire* ». Ce qui est clair c'est que les fabricants de technologies CIGS ont juste besoin d'une success story pour convaincre les développeurs de projets et les investisseurs. Ils ont besoin de leur propre *First Solar*, qui a produit 1 011 MW de CdTe en 2009, plus que n'importe quel rival. Ce succès a d'ailleurs permis aux autres fabricants de CdTe de lever des fonds et de bénéficier d'une sorte d'aura, même si ça reste en majorité des start-up avec des niveaux de productions similaires à ceux des fabricants de CIGS. *Solar Frontier* peut-il être cette société modèle ? Le milliard US\$ d'investissement pour l'usine de 900 MW est sans aucun doute un vrai pas vers ce statut, si on note que la société japonaise ne dispose aujourd'hui que de deux usines de 60 et 20 MW. Avec cette troisième usine, *Solar Frontier* est en position de devenir le deuxième acteur du film mince. De nombreuses start-up ont des usines avec moins de 100 MW de capacité de production. Fabriquer reste un vrai jeu d'échelle. Avoir une grande capacité de production et opérer des unités sans problèmes majeurs est décisif pour réduire les coûts. « *C'est une grande transition de voir des fabricants à plus 100 MW capables de mettre en œuvre et vendre leur production.*

*Solar Frontier sera probablement le premier à le faire* », a déclaré **Robert Birkmire**, directeur de l'*Institute of Energy Conversion* à l'université de Delaware. En réalité, la production réelle ne suit pas toujours la capacité de production annoncée. En 2009, les fabricants de CIGS dans le monde entier ont collectivement expédié environ 43 MW de panneaux solaires, issus principalement des lignes de *Solar Frontier*, *Global Solar Energy* et *Honda*, selon les chiffres de *GTM Research*. Pour conquérir des marchés, les acteurs du CIGS doivent vendre leurs produits à des prix comparables à ceux du c-SI ou du CdTe. S'ils ne peuvent offrir un prix plus bas, alors ils doivent prouver que leurs panneaux solaires peuvent produire plus d'énergie sur le cycle de vie du projet, typiquement 25 ans ou plus, afin de justifier des prix plus élevés. Mais il n'y a pas de formule standard pour calculer le coût de production de l'électricité solaire sur la durée de vie d'un projet, même si les équations incluent les coûts des fournitures et travaux pour l'installation et la maintenance et qu'ils prennent en compte la baisse graduelle de production d'énergie avec le vieillissement des panneaux solaires. Parfois, les développeurs se concentrent sur l'acquisition des panneaux solaires les moins chers (évalués en \$/W) disponibles sur le marché au détriment du coût de production d'électricité (évalué en \$/Wh). « *Souvent, il est important pour un acteur de construire au coût le plus bas possible là où un autre acteur ne serait intéressé que par le haut rendement du produit fini : il y a souvent un découplage entre les deux approches* », précise **Boris von Bormann**. Par exemple *First Solar* se situait à 0.81 \$/W et 11.1% au premier trimestre 2010. Les panneaux au c-Si peuvent offrir de tels coûts parce que les contrats d'achat à long terme du silicium ont chuté de 50% entre 2008 et 2009, passant de 70 \$/kg à 55 \$/kg selon *Bloomberg New Energy Finance*. Le rendement des panneaux c-Si actuellement sur le marché varie de 10 à 19%. Les grands fabricants ont vendu leurs panneaux autour de 1.2 €/Wc courant premier trimestre 2010. Les prix sont ensuite montés à 1.7 €/Wc au second trimestre, principalement par effet d'appel du marché allemand qui s'apprêtait à une diminution prévue des subventions ; ils devraient donc de nouveau baisser dans les 12 prochains mois. Sans donner plus de précision, **Greg Ashley** affirme que le coût de production de *Solar Frontier* est désormais au niveau de celui de *First Solar*. Il souligne que l'objectif de la société est de faire passer le rendement de son module de 11.5% actuellement à 14% en 2014. La taille du panneau de 85 W est d'environ 61 X 122 cm. De nouveaux panneaux de 90 W et plus sont encore en certification et la nouvelle usine produira des panneaux de 91.5 X 122 cm. *Solar Frontier* vendra ses produits directement aux distributeurs, développeurs et contractants et ne souhaite pas se lancer dans le développement de projets comme l'ont fait *First Solar*, *SunPower* et *Solon*.

Une question se pose : quel sera le sort réservé aux start-up n'ayant pas une vraie capacité de production industrielle. Certaines d'entre elles affirment être déjà compétitives avec les fabricants de c-SI en terme de prix – ou qu'elles en sont proches. Il existe des points de vente hors du réseau conventionnel où l'idée s'est répandue que les panneaux CIGS se dégradent moins et conservent leur productivité plus longtemps que les panneaux au silicium cristallin. De plus, les panneaux sont réputés adéquats pour l'intégration en façade en raison d'une facilité d'encapsulation sur des matériaux flexibles plutôt que sur du verre (même si les fabricants de CIGS ont longtemps soutenu que le marché avait besoin de meilleurs encapsulants avant la suppression du verre, l'humidité étant un ennemi particulièrement mortel des composés CIGS. *SoloPower*, par exemple, a récemment annoncé sa première ligne de modules CIGS flexibles pour toitures. *Sulfurcell* affiche plus d'ambition avec la construction de son usine de 75 MW, elle qui n'a vendu depuis sa création en 2005 que 7 MW en panneaux de 65 MW à 8% de rendement. La société espère atteindre au minimum 10% en 2011 et 15% en 2015. « *Il y a une certaine frénésie aux Etats-Unis parmi les acteurs du CIGS mais il n'y a pas (encore ?) beaucoup de produits disponibles. Nous vendons des modules depuis 2005 et cela est un avantage certain* », ajoute **Boris von Bormann**. La société a acquis de l'expérience en ajoutant du gallium et sélénium à ses cellules pour augmenter l'efficacité. Obtenir le bon mélange d'ingrédients dans le procédé de fabrication – pour s'assurer qu'ils sont également répartis pour garantir la même épaisseur de couche partout – est très dur, en particulier quand on utilise plusieurs semi-conducteurs. Mais migrer du CIS au CIGS « *n'est pas une si grande transition* » comme le rappelle **Robert Birkmire**. La vraie grande transition serait de devenir un concurrent sérieux sur le marché. Et cette bataille ne fait que commencer !

Source *RenewableEnergyWorld.com*, le 23/07/2010

### • **Nanofilm mince à haut rendement**

Un groupe de chercheurs, réunis la semaine dernière au Royaume-Uni, ont créé un partenariat pour aider une entreprise norvégienne à développer une cellule à nanoparticules qui pourrait atteindre un rendement de plus de 20%. La recherche préliminaire sera conduite à l'université de Leicester en partenariat avec *EnSol AS*, la société qui essaye de commercialiser le produit. Les experts, venant de toute l'Europe, ont noté que le principe de base du dispositif a été démontré. La compagnie affirme que le chemin vers une cellule à 20% est bien balisé, pour une application sur des fenêtres ou d'autres éléments de construction. La durée de vie et le coût de production de cette cellule, principales barrières des cellules de ce type, sont pour le moment tenus secrets.

Source *RenewableEnergyWorld.com*, le 11/08/2010

### • **Film autocollant à haut rendement**

Un film PV collant développé par *SoloOptics*, une division du groupe *Genie Lens Technology* spécialisé dans les applications optiques innovantes, pourrait améliorer le rendement des panneaux solaires neufs ou existants de 12.5% tout en réduisant le coût pour le consommateur. Le Département Fédéral de l'Energie (DOE), via le *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, a confirmé, après les vérifications d'usage des résultats annoncés, son intérêt pour le développement de cette technologie baptisée FUSION. Le produit utilise une technologie de polymère en film mince sur laquelle des microstructures sont encastrées ; cela permet d'avoir des couches plus absorbantes et avec un meilleur effet antireflet. Le film mince appliqué comme autocollant aux cellules PV, augmente la production d'énergie même dans des conditions de mauvais temps. Cette amélioration de la performance induit également une baisse du coût pour le consommateur. Le film développé par *SoloOptics* attire les critiques de certains professionnels du solaire car il peut être posé par les propriétaires eux-mêmes, ce qui leur permet d'éviter les charges d'installation en général non négligeables. La société espère bientôt mettre à la disposition des fabricants la licence de son produit mais pour le moment le coût reste un mystère. La R&D sur des produits à haut rendement est un domaine à nouveau compétitif en pleine expansion. En juin, le fabricant de panneaux *JA Solar* a ainsi annoncé qu'il collaborait avec *Innova light*, une start-up de la *Silicon Valley*, pour développer les cellules à haut rendement via l'utilisation d'une « encre au silicium cristallin ».

Source AFP - *Relax news*, le 06/08/2010

### **Quand le CIS tirera-t-il son épingle du jeu ?**

*Avec des taux de croissance de 100% - deux fois plus élevés que la moyenne du marché photovoltaïque - les couches minces font enfin parler d'elles dans les milieux économiques et financiers. Cela fait quinze ans que nous leur prédisions un bel avenir, mais en général, les industriels ne suivent pas comme ça les prophètes... Pour y avoir contribué pendant quatre ans, nous avons toujours jugé que le silicium amorphe (a-Si:H), même en tandem a un futur limité à cause de son rendement PV insuffisant et sa dégradation sous lumière. Par contre, sa variante moderne le  $\mu$ c-Si, aussi déposée par PECVD, aurait pu avoir un avenir intéressant si l'on avait trouvé le moyen de faire croître le  $\mu$ c-Si à des vitesses supérieures à 10 °A/s, avec des rendements PV supérieurs à 10% - en tous cas c'est le choix de sociétés comme Sharp, Kaneka et Mitsubishi HI qui s'acharnent sur le sujet depuis plus de quinze ans. Mais malgré le regain d'intérêt pour le a-Si:H et sa promesse de tandem (a-Si:H/ $\mu$ c-Si) propagée par le battage médiatique démesuré d'*Applied Materials*, ce dernier - piégé par ses*

disputes sur les brevets avec Oerlikon, ajoutés à la désillusion des faibles rendements et de graves revers commerciaux - a décidé d'abandonner la filière... au même moment où en France, la récente start-up Solsia battait de l'aile...

Avec First Solar, la filière CdTe a démontré son formidable potentiel industriel grâce aux vitesses de dépôt très élevées, et aux coûts de production les plus faibles pour des rendements PV suffisants (12%). Mais il y a quelques petits problèmes : d'abord le verre avant des modules n'est pas trempé puisque la température de dépôt du CdTe par la technique CSVT le détrempe : donc la résistance de ces modules à la grêle est limitée à la valeur de la norme CEI, rien de plus; ensuite le matériau CdTe, bien qu'inoffensif, ne passera pas la barrière politico-environnementale dans certains pays et aura sûrement des difficultés en Europe (programme REACH); enfin le Te est un des éléments les plus rares de la planète. D'où les déclarations récentes du CEO Mike Ahearn marquant publiquement son intérêt pour la filière CIS. Pourtant, la filière CdTe ressort comme le choix économique naturel pour un industriel du verre et c'est la chance de First Solar d'avoir su marier les connaissances des chercheurs du NREL, et le savoir faire industriel des verriers de l'Ohio. C'est aussi sa chance d'être advenu sur le marché au pire moment de la crise du silicium qui a sévèrement ralenti pendant quatre ans la baisse des coûts des modules au silicium cristallin.

La filière chalcogénure ternaire (CIS) et quaternaire ( $\text{CuInGaSe}_2$ ) et ses nombreuses variantes n'a pas eu la croissance explosive du CdTe. Pourtant, elle reste encore la plus pertinente pour se lancer aujourd'hui dans les couches minces car elle combine le meilleur compromis de haut rendement, de bonne stabilité et de faible coût potentiel sans offenser l'environnement. Contrairement aux matériaux III-V utilisés dans les « cellules de course » tels que GaAs ou InSb qui doivent être synthétisés dans des conditions d'extrême pureté, les matériaux de type II-VI comme CdTe ou I-III-VI comme CIS sont beaucoup plus tolérants aux impuretés, et donc peuvent être produits dans des conditions « banalisées ». Le CIS est malheureusement un matériau peu connu des physiciens du solide pour la plupart formés à l'école du Silicium. Il y a en effet un déficit de connaissances fondamentales et la mise en œuvre des quatre éléments reste très compliquée quelle que soit la technologie de dépôt retenue. La communauté ne rassemble que quelques centaines de personnes dans le monde, mais comme disent les chercheurs qui ont choisi cette voie: "Mère Nature est avec nous...", le matériau est en effet plein de défauts mais ceux-ci ne sont pas actifs ou du moins ils sont "tamponnés". Il y a en effet une auto compensation des centres tueurs, les écarts de composition ne se traduisent pas nécessairement par des écarts dans le "gap", il y a un effet de photo dopage de l'absorbeur, un champ face arrière se forme naturellement à la

surface du Molybdène lorsqu'on dépose le CIS, toutes propriétés autant heureuses qu'inattendues pour l'ingénieur process. Certes, les réserves d'Indium sont presque aussi limitées que celle du Tellurium, mais des alternatives existent avec le Zinc et l'Etain (programme NovACEZ récemment accepté par l'ANR). Le rendement théorique est du même ordre que celui du Silicium ~ 25 %, l'absorption du spectre solaire est plus large, le coefficient de température plus faible et les rendements records sont de bonne augure: 20% pour des cellules solaires de  $0.5\text{cm}^2$  (NREL, USA), 16.6% pour un mini-module  $16\text{cm}^2$  (ASC Uppsala, Suède) et 15.1% sur  $30\times 30\text{cm}$  (Avancis, Allemagne). Encore au stade d'unités de production de taille moyenne (< 50 MWc), la production de masse est démontrée (11%), et le CIS s'affirme avec l'arrivée de très nombreux acteurs, tout particulièrement en Europe, issus de l'Université de Stuttgart, du HMI de Berlin, de l'Angström Solar Center d'Uppsala, ...

Une quarantaine de sociétés se sont lancées, dont 15 proposent quelque 150 modèles de produits commerciaux parmi les 8 000 types de modules disponibles en général. Environ 190 MWc ont été vendus en 2009 contre 76 en 2008 et les files d'attente s'accroissent en 2010 compte tenu du succès croissant de ce type de produits.

Parmi les différentes méthodes de dépôt, la préférence des acteurs industriels principaux va à la pulvérisation cathodique (Sulfurcell, Johanna Solar, Avancis, MiaSolé, Solar Frontier, Stion, Applied Quantum Technology), la co-évaporation – plus difficile à mettre en œuvre - donne des rendements supérieurs d'un point (Solibro et Würth Solar vendent des modules approchant les 12%). D'autres s'essaient à des techniques de dépôt électrochimique (Solopower, Nexcis) et d'autres enfin, pour des raisons de coûts asymptotiques nécessaires pour atteindre la parité réseau, expérimentent la voie nouvelle des techniques d'impression à base de nanoparticules (Nanosolar, Screen Solar).

Nul ne pouvait prédire hier qui seraient les leaders de demain, mais voilà que le japonais Solar Frontier annonce être sur le point d'installer les machines de production à Miyazaki d'une usine de capacité 900 MWc avec l'ambition de produire 600 MWc dès l'année 2011 !

Cependant, quand on connaît un peu l'histoire, on est en droit de mettre en doute la probabilité qu'un tel projet aboutisse dans les temps: DayStar Technologies, Scheuten Solar, HelioVolt, Miasole, et Nanosolar se sont tour à tour arrêtés en chemin ou ont reporté leurs plans de production de masse aux calandes grecques, au grand dam des investisseurs qui leur faisaient confiance.

Il faut aussi se souvenir que Kim Mitchell de Siemens Solar (ex Arco-Solar) montrait son premier module commercial au CIS à la conférence de Florence en 1988 ! Le même avouait en privé les difficultés

majeures de cette technologie: comment contrôler les dépôts simultanés ou successifs des éléments tant en ce qui concerne l'uniformité sur de grandes surface que la reproductibilité d'un jour à l'autre. Ajouté au challenge de la production à très bas coût, l'équation se complique, et peu s'en sont sortis sans y laisser des plumes (la technique de Saint Gobain-Avancis remonte à 1985 et celle de Würth Solar à 1995). Fondée en 1994, filiale de la riche Showa Shell Sekyiu, Solar Frontier a pu garder la même équipe et a avancé prudemment en R&D puis en pilotes industriels de capacités croissantes jusqu'à l'annonce d'aujourd'hui. On lui souhaite bien sûr d'ouvrir la nouvelle frontière du CIS en 2011 comme l'a fait First Solar pour le CdTe en 2005 et de faire passer la proportion des couches minces de 17 à 25%.

Pour notre part et plus modestement, en France, avec Screen Solar nous envisageons pour 2013 une ligne pilote de 1 MW pour des module sérigraphiés de 30 x 30 cm<sup>2</sup> avec des rendements PV > 12% et en 2015 le démarrage de la production dans une usine de capacité 50 MW sur des modules de 60 x 120 cm<sup>2</sup> avec des coûts de production < 0,40 €/Wc.

Source : AR Editorial Aout 2010

Dernière minute : le rendement record des cellules CIGS a traversé l'Atlantique en 2010 et est maintenant détenu par les chercheurs du ZSW de Stuttgart avec une cellule à 20.3 % sur 0.5 cm<sup>2</sup> (communiqué de presse du 23 août 2010).

### Nanotechnologie au secours du rendement



La Fondation pour la recherche et le développement en nanotechnologie, FIDENA, et le Centre des énergies renouvelables, CENER, ont réalisé un projet conjoint qui vise à améliorer le rendement des cellules solaires tout en combinant progrès de la recherche en nanotechnologie et développement des ENR. C'est la première collaboration entre les deux structures, dont le propos est de réaliser des structures de taille nanométrique (< 300 nm) avec deux objectifs : d'abord réduire réflexion sur la surface des cellules de façon à avoir une quantité de lumière réfléchié quasi nulle et ensuite améliorer l'absorption dans le silicium, de façon à ce que soit obtenu un haut niveau de radiation qui pénètre dans la cellule, lui permettant de produire plus d'énergie. Les deux choses peuvent être obtenues au moyen de l'utilisation de structures nanométriques dans la fabrication des cellules photovoltaïques. Dix chercheurs des deux institutions participent au projet,

avec pour défi dans cette première étape de développer la technologie qui peut être appliquée dans le processus d'industrialisation de cellules photovoltaïques. Le projet, qui a un budget un peu supérieur aux 500 000 €, a nécessité un financement du Gouvernement de la Navarre et du Ministère espagnol de la Science et de l'innovation. L'activité a commencé en octobre passé et se prolongera jusqu'à la fin 2011.

Source [www.cener.com](http://www.cener.com) et [www.fidena.es](http://www.fidena.es), le 10/02/2010

## Vieillessement

### Evaluer la dégradation des panneaux

Le problème de la dégradation des équipements solaires, naguère cheval de bataille des tenants de l'électricité conventionnelle, est maintenant plus sereinement abordé comme une question technologique au même titre que l'amélioration des équipements hi-tech. Le magazine Renewable EnergyWorld livre ses impressions suite à sa visite d'un centre de tests du Southwest Technology Development Institute (SWDTI) de l'université de New Mexico à Las Cruces.



Le centre, étendu sur cinq hectares, teste panneaux, onduleurs et composants installés sur les toits des bâtiments ou au sol. Il y a là des panneaux de plus de 20 ans, dont certains très usés ; ils sont issus de divers fabricants comme Arco (devenu SolarWorld) ou Solarex (devenu BP Solar) et d'autres fabricants en majorité disparus depuis longtemps.

La délamination, la dégradation inégale de cellules, les défauts de boîtes de jonction ou de faces arrières, sont visibles un peu partout. Cette image pourrait inquiéter, compte tenu de l'extension des champs solaires PV dans le monde entier, y compris installés par des sociétés qui ont moins de cinq ans d'existence. Les standards de garantie de puissance de l'industrie sont de 20 ans (25 ans pour certains) et de nombreux majors offrent des garanties de 10 ans sur les produits défectueux.



Compte tenu du nombre de fabricants entrant dans le marché chaque année et celui des fabricants qui en sont sortis ces cinq dernières années, cela met les équipes de conception et d'ingénierie des intégrateurs dans une situation précaire quand ils donnent les spécifications des composants d'installations sur lesquelles ils seront présents pendant cinq et parfois dix ans. Cela devient même plus critique pour les grandes installations commerciales ou industrielles régies par des contrats d'achat (Power Purchase Agreement, PPA) de longue durée, accords financiers basés sur la capacité des systèmes à produire pendant une période donnée (en général vingt ans) avec une programmation précise de l'exploitation et de la maintenance de façon à garantir la rentabilité de l'opération. Des problèmes de garantie de produit peuvent mettre en péril le succès d'un PPA, s'ils affectent le temps de fonctionnement du système, dont dépend la facturation du client pour l'énergie produite par le système, car ils induisent une cascade de coûts qui peuvent défavorablement affecter le TRI du PPA.

Devant cette situation, la recommandation faite par les centres de tests est une coopération étroite entre les intégrateurs et les professionnels du solaire pour la sélection transparente des équipements, dans l'intérêt de tout le secteur PV et pour installer l'électricité solaire comme alternative crédible dans la lutte contre les changements climatiques. En fait cela veut dire aller au-delà des spécifications du fabricant vers des résultats de tests indépendants sur le terrain, comme ceux publiés régulièrement par *Photon International*.

Source Pamela Cargill, *REW.com*, le 04/11/2010

### **Modules adaptés à la corrosion extrême**



*Centrosolar AG* a soumis ses modules fabriqués à Wismar en Allemagne, à un examen indépendant pour évaluer leur fonctionnement en conditions de salinité extrême. L'étude réalisée fait une simulation de 20 ans de fonctionnement. Les tests de corrosion (SNST)

réalisés selon la norme ISO 9227-NSS ont été faits par l'*Institut de protection contre la corrosion (IKS)* de Dresde, en Allemagne. Les modules ont été soumis pendant 60 jours à des conditions de salinité extrêmes. « Pour avoir des données incontestables, les données ont été recueillies pour des simulations en conditions d'installation en toiture, avec des modules rayés au préalable », explique *Centrosolar*. Les tests effectués sur des modules de classe-S simulent une durée de vie de 20 ans et la conclusion est que « les tests n'ont révélé aucune corrosion sur le laminé, les cellules, la boîte de connexion ou les connecteurs ; pas plus que sur les rayures sur la structure des modules ». Pour vérifier leur fonctionnement, le rendement des modules a été comparé avant et après les tests, constat étant fait que la puissance s'est maintenue dans tous les cas dans un intervalle de tolérance de  $\pm 3\%$ .

Source *www.centrosolar.es* et *Energias Renovables*, le 09/03/2010

## **CSP**

### **Boom du solaire thermique à concentration**

Le marché du solaire thermique à concentration (CSP) va atteindre 1 GW cette année, selon l'analyste *Lux Research*. Et cette croissance devrait continuer pour les années suivantes, compte tenu du grand nombre de projets supérieurs à 100 MW qui sont de plus en plus intégrés dans les mix énergétiques. Le rapport, intitulé « Solar Thermal Update : The Renaissance of CSP », compare l'économie et les performances de trois technologies – miroir parabolique, tour solaire et systèmes thermique Stirling – ainsi qu'avec le PV. *Lux Research* a examiné la l'application de chaque technologie pour une centrale hypothétique de 100 MW et a comparé le coût de production nivelé de l'électricité (LCOE pour levelized cost of electricity), les coûts d'investissement et le taux de retour interne (TRI), ainsi que d'autres critères de décision. Selon le rapport, les systèmes Stirling ont le meilleur LCOE et offrent le plus investissement en raison du coût relativement faible des machines Stirling. Le coût élevé des champs de miroirs fait de la technologie parabolique la plus chère, alors qu'en raison de la baisse continue des coûts, la solution PV se trouve quelque part entre ces deux options. Cependant, la parabole conventionnelle et la tour solaire offrent les meilleures performances. La parabole a le rendement de pointe le plus élevé mais arrivent deuxième en termes de rendement moyen et de facteur de capacité derrière la tour solaire qui a l'avantage de la grande efficacité du cycle des turbines et au système de suivi à deux dimensions. Les machines Stirling et le PV, au contraire, sont nettement en dessous, avec de faibles facteurs de capacité et rendements énergétiques en termes de kWh produits par kWc. « Après un démarrage un peu chaotique, les projets thermiques ont commencé à avoir un impact significatif sur le mix énergétique en Espagne et dans sud-ouest des Etats-

Unis. Bien que les technologies paraboliques aient été dominantes jusqu'à présent, nous nous attendons des solutions de tour solaire qu'elles gagnent du terrain au fur et à mesure que la technologie est éprouvée, parce que leur intégration avec des technologies de stockage thermiques résout la contrainte fondamentale de l'intermittence posée avec acuité jusqu'à ce jour », selon **Ted Sullivan**, analyste senior chez *Lux Energie*, qui estime que les distributeurs et promoteurs auront besoin d'une vision plus claire des économies et des facteurs de performance pour adopter une conduite par rapport aux quatre principales technologies concurrentes du CSP.

Source Isabelle Kaminski, *PV World*, le 03/02/2011

### **Etats-Unis et Espagne tirent le CSP**

Selon un rapport récent des industries du CSP réunies sous le *Global Concentrated Solar Power Industry*, il y a 679 MW de CSP installés actuellement et plus de 2 000 MW en construction. Les Etats-Unis sont le plus grand marché pour la capacité installée avec 63%, suivis par l'Espagne avec 32%. Ces deux marchés vont rester décisifs pour l'avenir de cette industrie pour la décennie à venir, avec l'Espagne totalisant 89% des projets en construction. En termes de technologie utilisée, le marché est dominé par les miroirs paraboliques, qui représentent 88% des centrales actuelles et 95% des projets en cours. Le champ solaire constitue la plus grande part de l'investissement, entre 43% pour les tours solaires et la technologie Fresnel et 60% pour les miroirs paraboliques et les centrales Stirling. Les plus grandes économies viendront des innovations sur le champ solaire qui pourraient diminuer le LCOE de 15 à 28% selon la technologie. Cependant, l'expérience espagnole a montré que les variations saisonnières de gisement solaire ont un effet sur le nombre d'heures de fonctionnement d'une centrale CSP, inférieur de deux heures en hiver. Ce problème peut être réduit par l'utilisation de technologies de stockage thermiques, qui peuvent ainsi permettre au CSP de générer de l'électricité en temps couvert ou la nuit. Le rapport de GCSPI est un outil qui offre une évaluation impartiale et en profondeur de la technologie CSP, y compris les coûts essentiels et des données de performance relatives aux quatre principales technologies CSP (miroir parabolique, tour solaire, systèmes de Fresnel et Stirling) et aux industries et marchés. Le rapport compulse les données recueillies auprès de 130 acteurs industriels et fait des analyses basées sur des études de cas. Il est édité par *CSP Today* assisté d'*Altran Technologies*.

Source *RenewableEnergyWorld.com*, le 03/02/2011

## **CPV**

### **Cellule à concentration record pour Spire**

*Spire Semiconductor*, filiale à 100% de *Spire Corporation*, a annoncé avoir produit une cellule solaire à concentration qui a atteint un rendement

record de 42.3%. « Au début de l'année 2009, *Spire Semiconductor* a gagné un contrat avec l'incubateur PV du NREL pour développer une cellule GaAs triple jonction à haut rendement. En moins de 18 mois, nous avons pu valider et intégrer notre nouveau concept dans la chaîne de production avec un rendement record. C'est un résultat remarquable pour notre équipe technique. Le NREL nous a beaucoup aidés tout au long du programme avec une réactivité maximale à nos requêtes pour réaliser des mesures de rendement pointues. Leur soutien continu nous a permis de valider notre nouvelle architecture bifaciale. Cette plateforme de production d'une cellule nouvelle génération à haut rendement GaAs à concentration est disponible chez les fournisseurs de systèmes à concentration. Nous sommes heureux d'atteindre ce record avec cette cellule qui va faire avancer la nouvelle génération de cellules à concentration et réduire les coûts de production dans la course à la parité avec le réseau », a déclaré **Roger G. Little**, PDG de *Spire Corporation*.

Source *Africa Energy Alternative*, le 07/10/2010

### **Avantages et inconvénients du CPV**

Il faut bien faire attention à ces annonces fracassantes de rendement record de cellules sous concentration à plus de 40%, car les systèmes qui lui sont associés n'ont en final qu'un rendement de 22 à 27%.

Les températures de cellules en situation réelle mesurées par l'ISFOC en Espagne oscillent entre 70 et 90°C sous 900 W/m<sup>2</sup> DNI (Direct Normal Irradiation) suivant les conditions de température ambiante et de vent. Le coef de température des cellules à triple jonction (AlGaInP-GaAs-Ge) est de -0.21%/°C. Ainsi, une cellule qui fonctionne à 90° C aura une perte de puissance de 14% par rapport aux conditions STC de mesure à 25°C.

Le productible d'un capteur plan sensible au direct et au diffus est fondé sur le nombre d'heures équivalent plein soleil (1800 kWh /m<sup>2</sup> = 1800h x 1000 W /m<sup>2</sup>). Si un capteur plan donne 1 550 kWh/ kWc pour 1 800 kWh /m<sup>2</sup> d'irradiation annuelle, on dit que son coeff de performance DC vaut 86%. En général son coeff de perf AC (derrière l'onduleur) sera 6-7 % inférieur, soit 80% et son productible AC vaudra 1 440 kWh/kWc.

Si le capteur plan utilise un système de tracker deux axes, il faut multiplier ce résultat par un coeff compris entre 1.35 et 1.40 suivant le ratio Direct / Global.

Dans les CPV avec tracker, sachant qu'on utilise le DNI (Direct Normal Irradiation) et que la puissance des modules est normalisée à 850 W /m<sup>2</sup>, pour 1800 kWh/m<sup>2</sup>.an d'irradiation globale horizontale dont 65% de direct, le productible AC d'un système CPV avec tracker ne donne que 1 110 kWh /kWc.

Mais le choix d'investir dans les systèmes à concentration est plus pertinent qu'il n'était il y a quelques années, car avec les progrès récents, leur

avantage concurrentiel peut être réel.

En bref, les arguments pour le CPV:

- Rendement des cellules 34% avec un bon potentiel de croissance (< 42%)
- 23% de rendement système, possible jusqu'à 27%
- Coût par Wc sensiblement plus faible, donc environ 20% plus de kWh /€ investi.
- Investissement de production (hors cellules) extrêmement faible : 0.22 \$/Wp

... et les arguments contre le CPV:

- ces systèmes sont limités aux pays méditerranéens, et aux déserts de la bande intertropicale (là où le DNI > 1 600 kWh/m<sup>2</sup>.an)
- les trackers ont de tout temps posé des problèmes de fiabilité et requièrent une maintenance attentive
- ils ne peuvent pas s'intégrer au bâti
- le retour d'expérience est encore extrêmement limité

AR

### Avantages et inconvénients du CPV (suite)

Faisant suite à nos commentaires dans LLS d'Octobre vous trouverez ci-après quelques clarifications sous la plume de *Christophe Desrumaux* de la société *Soitec Concentrix*, relatives à l'état de l'art du CPV.

« En premier lieu, le productible énergétique par kWc installé calculé est erroné. Dans un souci de clarté et pour une comparaison plus directe, nous utiliserons ici le référentiel commun du Watt crête, dans les conditions standards (STC), même si ce dernier reste peu usité par les fournisseurs de système CPV.

Dans ce référentiel, la production d'énergie en kWh/kWc s'obtient simplement en multipliant la ressource solaire disponible (qui intègre le fait que la technologie soit fixe, ou avec tracker, ainsi que l'utilisation des radiations directes et diffuses) par le facteur de performance. Prenant l'exemple de Séville où l'irradiation globale dans le plan des modules (GTI), vue par une installation photovoltaïque fixe, est de 1 947 kWh/m<sup>2</sup>.y. L'irradiation directe normale (DNI), vue par le module CPV, est de 1 867 kWh/m<sup>2</sup>.y. La part d'irradiation diffuse y est de 37% (Source: *Meteonorm*). Avec un facteur de performance de 80%, l'installation photovoltaïque fixe produira donc 1947 \* 0,8 = 1557 kWh/kWc. Avec un facteur de performance de 85% (écart essentiellement dû à une dégradation en température plus faible des cellules III-V utilisées dans les systèmes CPV), l'installation CPV produira 1867 \* 0,85 = 1587 kWh par kW crête. En conclusion, les productions énergétiques par kWc sont tout à fait comparables, et Séville représente donc une limite basse de la compétitivité du CPV. Il est intéressant de noter que d'autres sites de la zone MENA seront plus favorables au CPV. C'est le cas de la Jordanie, où par exemple à *Ma'An*, la part d'irradiation diffuse est

inférieure à 20%. Dans ce cas, la comparaison ci-dessus conduira à un productible CPV supérieur de 15% à celui de l'installation PV fixe.

Quelques précisions également sur les performances actuelles des cellules utilisées dans les systèmes CPV: le coefficient de dégradation en température des cellules triple jonctions sur Germanium est de -0.15%/°C (pourcentage relatif). A titre de comparaison, le coefficient de dégradation des cellules en silicium multi-cristallin est de -0.45%. L'efficacité moyenne de conversion sous une concentration de 500X est 38%, en production, alors que la meilleure cellule de laboratoire est au dessus de 41%. Pour être complet, il convient enfin de mentionner que la rentabilité d'un projet CPV ne se limite pas au coût de production par kWh, mais que le prix moyen de revente du kWh peut-être augmenté grâce au tracking de deux axes, qui assure une production plus importante à partir du milieu de l'après-midi, qui sont classiquement des périodes de forte demande."

Je sais gré à *Christophe Desrumaux* d'utiliser pour évaluer la filière CPV la notion de puissance crête (1000 W /m<sup>2</sup>, spectre AM 1.5, Tc = 25 °C) partagée par toute la communauté photovoltaïque, alors qu'une bonne partie de la communauté CPV continue d'utiliser une notion confuse où la puissance des modules est normalisée à 850 W /m<sup>2</sup>. Ce qu'il ne prend pas suffisamment en compte, c'est la température de fonctionnement des cellules qui sous concentration, d'après l'ISFOC, est plus près de 75 °C que de 50°C pour les capteurs plans. AR

## Fermes solaires

### Ferme solaire record

L'Ontario vient de recevoir la plus grande ferme solaire du monde, exploitée par *First Solar*. Partenaire du projet, la société *Enbridge* a annoncé que la centrale, baptisée *Sarnia Solar Farm*, a une puissance de 80 MW dont la production sera connectée au réseau local appartenant à *Ontario Power Authority* à travers un contrat d'achat de 20 ans. Le projet permettra d'alimenter 12 800 foyers intégralement, selon *Enbridge* qui « envisage de stabiliser son impact sur l'environnement à son niveau de 2009 à travers un programme qui comprend un engagement à générer 1 kW d'énergie renouvelable pour tout kW consommé pour son fonctionnement. Un projet comme *Sarnia Solar Farm* nous permet d'atteindre cet objectif », a déclaré le porte-parole de la société, **Al Monaco**.

Source *Africa Energy Alternative*, le 05/10/2010

## Voiture électrique

### Véhicules électriques: un moyen de stockage solaire mobile ?



Source : Renault Communication

L'augmentation inéluctable du coût des énergies fossiles, les changements climatiques et la hausse des besoins électriques forcent la France à réfléchir au problème du renouvellement de son parc nucléaire vieillissant et à l'utilisation des énergies renouvelables pour la production d'électricité. Mais les sources auxquelles on pense – éolien et solaire PV - ont le défaut majeur de l'aléa, du moins pour la première, la seconde étant plus prévisible. Avec un parc probable de 20 GW d'éolien et de 10 GW de PV en 2020, la France pourrait produire 50 TWh d'électricité nouvelle renouvelable - soit la production actuelle des centrales thermiques de pointe, ou le dixième environ de ce que sera notre consommation d'électricité à cette époque si nous faisons quelques efforts de sobriété.

En France, le cycle journalier de consommation d'électricité se distingue par 3 pics : 13h, 19h et 23h, et par un creux vers 5h du matin. Contrairement aux centrales nucléaires qui assurent « la base », les sources dites « de pointe » sont utilisées pour faire face à ces pics. Ce sont pour la « mi-base » les barrages hydroélectriques et pour « les pointes » les centrales thermiques (à énergie fossile), et les STEP (lacs à 2 niveaux), rapides au démarrage (entre 5 et 20 minutes) donc très réactives en cas de besoin. Leur production peut connaître d'importantes variations horaires, journalières ou mensuelles. À partir de 1985, la production thermique s'est stabilisée pour être sensiblement la même qu'aujourd'hui (50 TWh). La production hydroélectrique quant à elle, a peu varié depuis 1973 (60 TWh). Jusqu'à présent la hausse de la demande en électricité a donc uniquement été absorbée par le développement du nucléaire qui constitue aujourd'hui 78% de la production. Il satisfait jusqu'à 84% de la production en août et connaît un minimum de 71% en mars en raison de la production hydroélectrique.

On peut alors se demander quelle place sera laissée

dans ce mix pour le solaire et l'éolien. Elles n'ont pour l'instant que peu d'effet sur celui-ci - 11 TWh pour l'éolien et 0.25 TWh pour le PV en 2009 - malgré leur constante augmentation, mais quel sera leur rôle si leur part vient à augmenter ? Un rôle de pointe ou un rôle de base ?

Pour le solaire, on le voit bien effacer la pointe la plus importante : celle de 13h. Mais contrairement aux moyens de production conventionnels, la production d'électricité éolienne ne s'effectuant pas sur commande, elle ne peut être définie comme énergie de pointe; n'étant pas non plus assurées de produire de façon constante sur une période donnée, peut-elle faire partie de « la base » telle qu'on la définit aujourd'hui ?

En même temps que se posent ces questions, un autre problème tout aussi fondamental se pose dans les transports. A échéance de 2020 il sera très mal vu de faire ses petits déplacements avec des véhicules conventionnels. Les pouvoirs publics se montrent donc très volontaristes en faveur des véhicules électriques – du moins pour les trajets de commutation. Ainsi, l'Allemagne veut en 2020 un million de voitures électriques dans son plan pour le développement de l'électro-mobilité. Avec beaucoup d'optimisme, Carlos Gohn estime à 10 % en 2020 la part des véhicules électriques sur le marché français...

Les véhicules 100 % électriques offrent l'énorme avantage de ne pas émettre de polluants (HC, Nox, particules...) ni rejet de CO<sub>2</sub> lors de leur utilisation avec de l'électricité française, ceci dans un silence total de fonctionnement, et pour un coût extrêmement bas (2.5 €/100 km au tarif domestique de jour).

Les nouvelles générations de batteries lithium-ion sont la clé du développement des véhicules électriques. La hausse des capacités (Batterie packagée : Bol 100 Wh/kg et Eol garanti: 80 Wh/kg) s'accompagne aussi d'une recharge partielle en quelques dizaines de minutes et de la mise en place de systèmes de remplacements rapides dans des stations spécifiques comme celles proposées par le projet Better Place de Renault. La prochaine LEAF de Nissan avance une autonomie de 160 km et une recharge en 30 minutes à 80 % de ses batteries lithium-ion, associées à un système intelligent pour estimer son rayon d'action et trouver les stations de recharge. Nissan teste, un nouveau système de recharge sans contact par induction électromagnétique. Des voies roulantes de recharge dédiées sont aussi à l'étude...

Un espace d'innovation et de grande activité s'ouvre donc pour le véhicule électrique et son infrastructure de recharge.

Inscrivons-nous maintenant dans une situation où il y aurait 10 million de véhicules disposant d'une capacité de stockage de 20 kWh/véhicule soit 200 GWh répartis sur tout le territoire. En prélevant 10% maximum de cette

capacité pour des besoins domestiques, il y a là un stockage quotidien de 20 GWh qui peut être utilisé pour effacer la pointe du soir. Chargés au travail et déchargés en différé, les véhicules « transportent » l'énergie solaire du midi vers le soir, rendant ainsi à la collectivité un service d'usage autre que le seul transport. **Ce faisant, on a créé le stockage mobile d'énergie solaire électrique !**

En outre, les 10 millions de batteries qui au bout de 6 à 8 ans n'auront plus assez de capacité pour le transport en auront encore assez pour former un parc stationnaire de stockage domestique distribué. En effet la batterie Li-ion ayant une dégradation continue linéaire, en fin d'activité automobile, elle peut encore stocker 80 Wh /kg pour la maison, ce qui représente quand même 2 fois la densité du Plomb-acide.

A la maison ZEN qui dans son utilisation tertiaire, ne consomme que 7 000 kWh par an pour 10 000 kWh produits, la puissance solaire résiduelle de 3 kWc permet de générer les 3 000 kWh nécessaires pour parcourir 12 000 km /an avec la Renault Kangoo que nous allons acquérir ce mois-ci.

Si l'on prend en compte d'autres paramètres tels que la durée de vie comparée des moteurs électriques et thermiques, la faible maintenance, le couple au démarrage, l'absence totale de nuisances (bruit, pollution, GES,...), il est facile de montrer que le véhicule rechargé au soleil n'est finalement pas si coûteux... et que – cerise sur le gâteau - il pourra un jour contribuer à éteindre définitivement nos centrales thermiques au gaz, au fioul et au charbon.

Source : Editorial AR LLS Oct 2009

### **L'électricité plus forte que les ENR**

Les ENR ont beau avoir le vent en poupe, elles se feront rattraper par la voiture électrique. C'est du moins la prévision faite par la banque HSBC dans un rapport du *Climate Change Centre of Excellence* de la banque britannique. Le chiffre d'affaires du marché des voitures électriques et hybrides atteindra 677 milliards US\$ (525 milliards €) en 2020, contre 544 milliards US\$ (422 milliards €) pour les ENR. En 2009, 662 000 voitures électriques hybrides ont été vendues. Dans 10 ans, ce chiffre pourrait flirter avec les 18 millions de véhicules mis sur les routes.

Source Valéry Laramée, JDLE, le 07/09/2010

## **BEPOS**

### **La Villa Solar à énergie positive**



Produire le triple de l'énergie qu'on consomme, c'est le résultat qu'affiche la *Villa Solar*, construite dans le cadre de la compétition *Solar Decathlon Europe*. Elle a en effet produit presque le triple de l'énergie qu'elle a consommé durant les dix jours du concours en Juin. Au total, elle a généré 6 177 kWh alors qu'elle n'en a consommé que 2 579 kWh. L'excédent d'énergie a été injecté dans le réseau. Du point de vue énergétique, le bilan est donc incontestablement positif, mais il y a mieux. Un des principaux objectifs de la compétition a été atteint : montrer au public les avantages de l'utilisation domestique des ENR, spécialement ceux de l'énergie solaire. Plus de 190 000 personnes ont en effet visité la *Villa Solar* durant les dix jours qu'a duré la compétition, soit plus que le nombre de visiteurs des villas solaires du concours présentées à Washington. Ces visites ont eu lieu aussi bien dans un cadre individuel que lors des 4 300 visites guidées menées par des bénévoles qui donnaient des explications aux visiteurs pour chaque maison participant au concours. Solar Decathlon a également attiré l'attention des politiques et des universités. En plus des visites de la ministre de l'Habitat et du Prince Philippe, la villa a reçu les ambassadeurs des pays dont les universités étaient représentées dans le concours, la Commission de l'Habitat du parlement et les recteurs de toutes les universités participantes, entre autres personnalités ayant fait le déplacement. Les maisons ayant participé à la compétition n'ont pas été les seuls centres d'intérêt des visiteurs. Des activités parallèles ont été organisées par Solar Decathlon devant la villa solaire, comme des conférences pour les professionnels ou les universitaires, des séances de vulgarisation pour les familles, les jeunes et les enfants. Plus précisément, ces derniers ont semble-t-il été très impressionnés. Ainsi, durant toute la compétition, plus 3 000 enfants sont passés par l'aire d'activités enfantines de la *Villa Solar*. Forts de succès et deux ans avant la prochaine compétition en 2012, les organisateurs ont déjà ouvert un site d'inscription en ligne pour les universités désirant présenter les projets qu'elles préparent pour le prochain Solar Decathlon. La deuxième édition

européenne de ce concours sera de nouveau organisée par le ministère de l'Habitat avec la collaboration de l'Université Polytechnique de Madrid (UPM).

Source [www.sdeurope.org](http://www.sdeurope.org) et *Energias Renovables*, le 05/07/2010

Au classement général, la France n'est que quatrième mais l'Armadillo Box de l'ENSAG-INES est arrivée deuxième pour l'architecture award. La prochaine édition se déroulera l'été 2012 à nouveau à Madrid. Benoist Apparu secrétaire d'Etat au logement, venu visiter les deux prototypes français a annoncé que l'édition 2014 serait organisée par la France. AR

[www.solardecathlon.fr](http://www.solardecathlon.fr)

## Reseaux

### Les réseaux peuvent supporter plus d'ENR

Le NREL a publié une étude récente analysant les impacts opérationnels et économiques d'une plus grande part du solaire et de l'éolien dans les réseaux classiques. L'étude fait des simulations pour 35% de solaire et d'éolien dans le réseau en 2017. Elle conclut que cet objectif est techniquement faisable et qu'il ne nécessite pas d'extension des infrastructures mais qu'un changement des pratiques actuelles est nécessaire. L'analyse donne une première idée sur l'addition de capacités éoliennes et solaires dans le réseau occidental et permet aux opérateurs de la région d'élaborer un plan cohérent d'intégration de ces sources. « Si les changements clés préconisés sont faits sur les procédures standards, l'étude montre que de grandes quantités d'éolien et de solaire peuvent être intégrées au réseau sans génération de secours », selon **Dr Debra Lew**, responsable du projet au sein du NREL. « En coordonnant les opérations entre les opérateurs d'une zone géographique étendue, on diminue les effets d'intermittence des sources et on réduit l'imprévisibilité de mère nature ». L'étude se focalise sur les impacts opérationnels de l'éolien, du solaire PV et du solaire à concentration sur le système électrique exploité par le groupe des opérateurs de WestConnect dans les états montagneux et du Sud-ouest. La société est un groupe d'opérateurs de transport comprenant Arizona Public Service, El Paso Electric Co., NV Energy, Public Service of New Mexico, Salt River Project, Tri-State Generation & Transmission Cooperative, Tucson Electric Power, WesternArea Power Administration et Xcel Energy. L'étude montre que le réseau peut s'accommoder d'un taux de pénétration de 30% pour l'éolien et 5% pour le solaire, malgré l'intermittence plus ou moins forte de ces sources. Pour atteindre ces objectifs, les opérateurs doivent nécessairement améliorer la coordination de leurs opérations sur de vastes zones et planifier leurs livraisons et ventes plus fréquemment qu'ils ne le font actuellement. Aujourd'hui, ils fournissent un plan de livraison des quantités disponibles une heure à l'avance. Une meilleure fréquence permettrait d'ajuster la quantité d'électricité aux changements des

conditions du système tels que l'augmentation ou la diminution de génération solaire ou éolienne. L'étude note aussi que si les opérateurs généraient 27% de leur électricité à partir de solaire et d'éolien à travers le réseau occidental, cela réduirait les émissions de CO<sub>2</sub> de 25 à 45%, en fonction du prix futur du gaz naturel. Cela réduirait également les coûts de carburant et d'émission de 40%. D'autres points sont soulignés :

- la capacité de transmission existante peut être optimisée, ce qui réduirait notablement le besoin de construire de nouvelles capacités ;
- la coordination des opérations des différents fournisseurs permet de réduire le besoin de source d'appoint comme les centrales à gaz et donc de faire des économies substantielles ;
- une parfaite connaissance des gisements solaires et éoliens permet une intégration économique de ces sources dans le système grâce à un dispatching optimisé.

L'étude a été réalisée par des experts issus des secteurs public et privé, en complément à celle récemment élaborée pour l'intégration de 30% d'éolien dans le réseau de l'Est des Etats-Unis. Elle constitue une première phase importante dans l'évaluation de l'impact de l'éolien et du solaire sur le réseau électrique. Dans le cadre de l'American Recovery and Reinvestment Act, le département fédéral d'énergie a investi plus de 26 millions US\$ pour l'étude du réseau de transmission interconnecté de l'Ouest, qui va aider les états et les opérateurs à préparer la future croissance de la demande énergétique, l'intégration de sources ENR et des technologies de réseau intelligent.

Source Clean Edge News, le 26/05/2010

#### Commentaires

Mais alors, comment interpréter l'article du Monde.fr du 22 juin dont le titre est « trop de panneaux solaires risque de provoquer des coupures de courant » ? Les « risques de black out complet par surtension » dont parle Michèle Bellon sont-ils réels ? Comment font les allemands actuellement avec une production d'électricité photovoltaïque 10 fois supérieure à la nôtre ?

### Nouveaux algorithmes énergétiques

Les chercheurs en énergies alternatives tentent de mettre au point des algorithmes plus puissants pour optimiser les systèmes informatiques multifonction pour une migration plus facile des applications existantes dans les architectures multiprocesseurs. Un nouvel outil peut maintenant être téléchargé, le NAG (pour Numerical Algorithms Group). Mathématiques et algorithmes statistiques optimisés pour la performance sur des architectures multicœurs sont devenus la clé du progrès dans divers aspects de l'énergie solaire, éolienne et autres énergies renouvelables. La bibliothèque NAG contient plus de 1 600 routines, y compris plus de 100 nouveaux pour cette version.

Comme l'a dit le **Dr Hartmut Schmider** de l'équipe de soutien informatique de l'*Université Queen de Kingston (Ontario)*, « La bibliothèque NAG est très bonne pour travailler sur plusieurs cœurs en raison de la conception fiable des algorithmes parallèles. De plus, l'interface commune pour les deux bibliothèques de série et multicœurs permet aux utilisateurs d'accélérer leur code sur le noyau de nombreuses architectures multiples avec un effort considérablement réduit ». **David Cassell**, responsable du marketing, estime que la plupart des processeurs actuels sont multicœurs, et peuvent apporter des avantages lorsqu'ils sont programmés avec des techniques parallèles. La bibliothèque NAG a également été conçue pour rendre plus facile le déplacement des applications qui demandent actuellement des routines de série dans l'univers parallèle, par le recours à des appels à de la documentation commune. « Un large éventail d'utilisateurs dans le monde convertissent leurs applications aux environnements multicœurs et continuent de se tourner vers des experts techniques pour des algorithmes NAG réputés être robustes et fiables, pour le développement d'applications multicœurs. Le programme d'accélération que les promesses de calcul parallèle permet n'est toutefois pas sans difficultés – pour le débogage, la gestion des conditions de course, la synchronisation, etc. Avec ses origines dans les universités du Royaume-Uni il y a plusieurs années, le système NAG ([www.nag.com](http://www.nag.com)), est un organisme de développement de logiciels, qui collabore avec des chercheurs de renommée mondiale et des praticiens dans le monde universitaire et l'industrie. NAG propose ainsi à ses clients des bureaux à Oxford, Manchester, Chicago, Tokyo et Taipei, à plus modestement en France et en Allemagne, ainsi que via un réseau mondial de distributeurs.

Contact: [http://www.nag.com/downloads/downloads\\_entry.asp](http://www.nag.com/downloads/downloads_entry.asp)

Source *Alternative Energy Africa*, le 18/04/2010

## Telecom

### *Peu d'ENR dans les télécoms en Afrique*

Le nombre de stations de base utilisant des énergies renouvelables en Afrique reste faible. Seulement 3.1% du nombre total de déploiements à travers le monde (9 558) sont situés en Afrique. Cette annonce tombe tandis que la presse rapportait la semaine dernière une augmentation alarmante du prix du pétrole brut avec le baril de brut Brent franchissant le seuil des 101 dollars US pour la première fois depuis octobre 2008. Un grand nombre de stations de base en Afrique nécessitent deux générateurs et dans certains cas leurs réservoirs peuvent contenir parfois jusqu'à trois mois d'approvisionnement en fuel. Des stations de base dans les régions plus reculées doivent être approvisionnées par bateau ou par chariot et dans les pays les plus grands, les opérateurs gèrent une importante flotte de camions pour assurer l'approvisionnement en fuel de

leurs stations de base. **Isabelle Gross**, l'auteur du rapport publié par *Balancing Act* intitulé « Energy for Cellular Base Stations in Africa: the quick fix approach and the long term perspective to saving energy » explique que « les opérateurs mobiles ne devraient pas prendre le manque d'expertises techniques pour une excuse pour ne rien faire. Les opérateurs mobiles en Afrique doivent prêter plus d'attention aux coûts associés aux opérations qu'ils gèrent. Dans cette perspective, les dépenses énergétiques figurent dans le top palmarès des dépenses à contrôler ». **Isabelle Gross** souligne aussi que « l'ARPU va continuer son érosion par le bas en raison de la baisse continue des prix des appels téléphoniques et l'acquisition de nouveaux clients disposant de revenus plus bas. La pression du côté du chiffre d'affaires va aller en augmentant pour les opérateurs mobiles ». Au Ghana par exemple, l'ARPU voix est passé de 17 US\$ en 2006 à 7 US\$ en 2010. Le rapport indique que lorsqu'il s'agit de réduire les dépenses énergétiques « il n'y a pas de solutions clef en main mais cela peut être fait ». La meilleure approche consiste d'abord à voir comment gérer les stations de base de façon plus efficace sur le plan énergétique. En d'autres termes, il s'agit de l'approche « système D » qui consiste à modifier ou à re-paramétrer certains équipements dans la station de base pour réaliser des économies d'énergie sans avoir besoin de réaliser des investissements. Le système de refroidissement est par essence un bon point de départ parce qu'il peut représenter jusqu'à 35% de la consommation totale d'électricité d'une station de base. Cette part peut augmenter à 50% s'il y a moins d'émetteurs utilisés. Des opérateurs mobiles comme *Vodacom*, *Orange* ou *MTN* ont commencé à expérimenter des solutions de refroidissement naturel en combinaison ou non avec par exemple une augmentation de la température dans la cabine de la station de base. En parallèle à l'analyse détaillée des différents systèmes mis en place par les opérateurs mobiles pour gérer plus efficacement leurs stations de base, le rapport présente aussi les solutions vertes disponibles sur le marché et qui permettraient aux opérateurs mobiles de réduire encore plus leur facture énergétique. Il y a de plus en plus de solutions à disposition utilisant des énergies renouvelables (énergie solaire ou éolienne, solutions fonctionnant avec des biocarburants, pile à combustible à l'hydrogène) mais toutes impliquent au départ un investissement considérable en capital. Le rapport propose une analyse commerciale des solutions vertes pour les stations de base tout en donnant des exemples d'opérateurs mobiles africains qui ont commencé à déployer des projets d'énergie renouvelable pour alimenter leurs stations de base. Le rapport établit que l'énergie solaire en conjonction avec un générateur diesel requiert le plus faible investissement en capital. Dans ce cas de figure, les coûts d'exploitation seront réduits (baisse de la facture carburant) mais pas

totalément éliminés. Une combinaison énergie solaire et éolienne supporté par des batteries permet de réduire au maximum les frais d'exploitation mais représente l'investissement en capital le plus lourd. Selon l'auteur du rapport, l'approche « système D » permettra de réduire les coûts d'exploitation mais seulement jusqu'à un certain niveau. Pour réduire d'avantage ces coûts, il va falloir faire un investissement en capital pour, soit acheter des équipements plus efficaces, soit pour déployer des solutions d'énergie renouvelable. La décision financière revient en fin de compte aux opérateurs mobiles et dépend de leur stratégie d'investissements et ainsi que de leur vision quant à leur rôle au long terme. Ce rapport de 45 pages se termine par un annuaire de sociétés offrant des équipements et des services pour améliorer l'efficacité énergétique des stations de base ainsi que les coordonnées d'entreprises proposant des solutions utilisant des énergies renouvelables.

Source *Balancing Act*, le 10/02/2011

## Systèmes embarqués

### Bateaux solaires

Les modules PV en lames *United Solar* ont été installés par *BAM Solar* sur le second navire de croisière de *Royal Caribbean*, baptisé *Allure of The Seas*, auquel elles fournissent de l'électricité. C'est la deuxième fois que les deux sociétés collaborent après l'expérience réussie d'*Oasis of the Seas*. « *Les lamelles Unisolar étaient la seule solution qui fonctionne pour une telle application. Nous avons besoin de légèreté, d'un produit qui ne nécessite pas de surface de pénétration, sur lequel on peut marcher et qui résiste aux intempéries marines* », a déclaré **Andrew Rasken**, président de *BAM Solar*. Selon **Mark Morelli**, PDG d'*Energy Conversion Devices*, maison-mère d'*Unisolar*, la société dispose de produits solaires très innovants aussi bien dans le domaine résidentiel que commercial et cette utilisation sur un bateau de croisière n'est qu'une application supplémentaire.



Source *Isabella Kaminski, REFocus.com*, le 10/01/2011

## Marché de la recharge solaire de portable



*Suntrica*, une société finlandaise, propose le « *SolarStrap* », un chargeur pour portable fonctionnant à l'énergie solaire. La société cible particulièrement le marché africain, où le développement du portable est fulgurant en raison du manque de réseau filaire et où l'accès à l'énergie est souvent un casse-tête. Le *SolarStrap* de *Suntrica* ressemble à un petit portefeuille carré ou rectangulaire aux bordures en mousse/plastic souple. Lorsqu'il est plié en deux, il mesure 144 x 95 x 25mm. Le volet avant est constitué d'un fin panneau photovoltaïque. Il est très flexible et a été spécialement conçu pour un usage à l'extérieur dans des conditions dures. Le panneau peut être plié en deux sans risque de l'endommager. **Jouko Hayrynen**, le DG de la société, précise : « *même si vous percez un trou dans le panneau, il continuera de fonctionner* ». Sous le volet avant se trouve une batterie très légère qui stocke l'énergie solaire. Selon le modèle (3 gammes disponibles pour l'instant), la capacité de la batterie varie entre 3.4 Wh et 5.5 Wh. La batterie disposant de la capacité de stockage la plus grande est parfaitement adaptée pour les Smartphones. *Suntrica* a spécialement conçu un modèle pour les utilisateurs d'iPhones et d'iPods. Le *SolarTrap* vient avec des adaptateurs pour le chargeur qui sont compatibles avec la plupart des téléphones portables, des lecteurs mp3, des GPS et des caméras numérique ainsi que de tout équipement électronique utilisant une tension de charge de 5 V.

Quel niveau de performance peut attendre un utilisateur africain du *SolarStrap*? Selon **Jouko Hayrynen**, « *une heure de recharge solaire peut par exemple fournir 16 minutes de conversations téléphoniques ou 10 heures de stand-by et 8 heures de recharge solaire peuvent permettre 2 heures de conversations téléphoniques ou 78 heures de stand-by* ». Comme l'énergie solaire est stockée dans la batterie, on n'a pas besoin de continuellement connecter le portable au chargeur solaire. L'utilisateur a seulement besoin de connecter son portable au *SolarStrap* lorsque son portable a besoin d'être rechargé. Le poids total du *SolarStrap* de *Suntrica* est entre 60 g et 65 g selon le modèle. Selon la société, le seul inconvénient pour le marché africain est le prix. Le *SolarTrap* est en vente à un prix de détail qui varie entre 39 et 100 €. Le chargeur le plus cher est celui recommandé pour l'iPhone et l'iPod. Les utilisateurs

mobiles qui peuvent se payer un iPhone n'auront sans doute pas de problème de payer 100 € pour un chargeur écologique. C'est bien plus la majorité des utilisateurs 2 G africains qui seront rebutés par le prix. Selon **Jouko Hayrynen**, les pays africains devraient baisser le niveau des taxes d'importation sur des équipements utilisant des énergies renouvelables pour les rendre plus accessibles à la population ; plusieurs pays appliquent déjà cette mesure. Au Nigéria, ou *Suntrica* vient de signer un accord de distribution avec la société locale *OMAC Business Solutions Ltd.*, la taxe d'importation est de l'ordre de 20%. Le Directeur Général de *Suntrica* est confiant que sa société sera en position de réduire le prix du SolarTrap en dessous de 20 € d'ici deux ans.

Selon une étude réalisée par l'association professionnelle GSMA, un utilisateur du mobile n'ayant pas accès à l'électricité paye 0.25 US\$ pour recharger son mobile au Kenya. A raison de trois recharges par semaine, il dépense 3 US\$ en moyenne par mois. Même à 39 € l'unité, l'utilisateur mobile au Kenya mettra plus d'un an pour réaliser un retour sur investissement. Un peu long, à moins que toute la famille se mette à l'utiliser. **Jouko Hayrynen** envisage aussi de proposer aux opérateurs mobiles un « paquet » combinant une carte SIM et SolarStrap pour leurs abonnés. Encore une fois, une étude du GSMA suggère une augmentation de l'ARPU de l'ordre de 10 à 14% parmi les opérateurs offrant à leurs clients mobiles sans accès à l'électricité, un moyen de recharger leur portable. Alors que la bataille pour acquérir les clients « au bas de la pyramide » – ceux avec un ARPU inférieur à 1 US\$ –, fait rage sur le continent, il est peu probable que des opérateurs mobiles soient intéressés par un gadget qui va faire augmenter le coût d'acquisition de ce type de nouveau client. Le SolarStrap pourrait plutôt faire partie de l'éventail de cadeaux que les opérateurs mobiles africains proposent dans le cadre de leur programme de fidélisation.

*Source Balancing Act, le 03/12/2010*