



La Lettre du Solaire

Janvier 2011 / Vol 11 N°1

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, Rédaction : Mamadou Kane

Sommaire

• Editorial	2	• Programmes PED	8
Propositions pour la restructuration du photovoltaïque français.....	2	Afrique	8
• Tendances mondiales	2	Quelles énergies pour le continent africain ?	8
Offre solaire trop élevée ?	2	Lighting Africa étend ses interventions.....	9
Les chassés-croisés du FIT	3	Maroc	10
• Programmes nationaux	4	Financement de la BEI pour 500 MW	10
Etats-Unis	4	• Technologies	10
La fin de l'ARRA dope le marché	4	Bateaux solaires	10
Fermes solaires dans le New Jersey.....	5	Que cachent les records d'efficacité ?.....	10
Allemagne	5	• Compagnies	12
Quelle vie après la fin des subventions ?	5	Nouveau module Tenesol.....	12
Italie	6	• Evénements	12
Raccordement d'une nouvelle centrale	6	Parc de vélos solaires	12
France	6	Programme de simulation pour films minces.....	13
Appels à manifestation d'intérêt	6	Archelios a sorti sa version 10.05	13
500 MW de solaire par an.....	7		
• Nouveaux Programmes	7		
Argentine	7		
Vers un grand programme solaire.....	7		
Asie	7		
Thaïlande	7		

• Editorial

Propositions pour la restructuration du photovoltaïque français

Suite à mes échanges avec bon nombre d'acteurs du secteur PV, historiques comme plus récents, aux propositions contenues dans mes éditoriaux successifs de « La lettre du Solaire », j'ai publié un document que vous joignons à cette lettre. Il récapitule le point de vue d'un pionnier qui s'implique depuis plus de 30 ans à la fois dans les secteurs de la recherche, de l'enseignement, de l'industrie et du conseil, en France comme à l'étranger, et ayant survécu quatre fois au décollage, puis à la coupure des gaz du secteur...

Après avoir rappelé quelques idées fortes, je fais un petit historique au niveau mondial et donne quelques éléments de prospective, puis je me concentre sur le contexte français, particulièrement l'aspect industriel. L'objectif de maîtrise du coût de la CSPE par un plafonnement annuel à 2 milliards d'Euros proposé par Nathalie Kosciusko-Morizet est certes compatible avec le triplement des objectifs de la PPI, soit 16 GW de puissance totale installée en 2020, mais je démontre qu'il reste malthusien, en ce sens qu'il ne permet pas la croissance du chiffre d'affaire de la profession.

Concernant les aides par les tarifs, mes propositions sont très proches de celles émises par l'association «Hespul» avec laquelle nous avons une grande proximité de pensée. Il me paraît en outre nécessaire :

1. que l'Etat crée un indicateur pour piloter l'évolution du tarif. L'INSEE est équipé pour cela. Il est indispensable qu'une méthode d'indexation explicite, stable et publique soit pleinement intégrée au futur mécanisme des tarifs d'achat.
2. de mettre en place une grille tarifaire permettant une adaptation fine à chaque projet en fonction de sa typologie, de sa puissance et de sa localisation, par un système de seuils de puissance et de coefficients d'irradiation du site sur les bases suivantes:
 - pour les systèmes intégrés, supprimer la catégorie limitée à 3 kW chez les particuliers: monter le seuil à 36 kW assorti d'une baisse tarifaire significative (44 c€/kWh dès 2011) ouvrant la possibilité de réaliser sur les toits domestiques une couverture totale; ceci ira dans le sens voulu par le Grenelle sur les BEPOS
 - pour les systèmes rapportés sur bâtiment ou

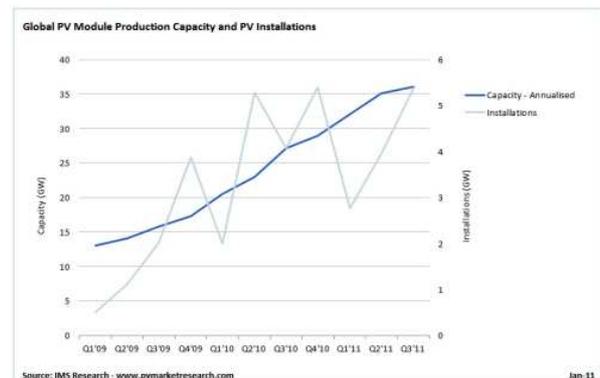
sur structure urbaine = 33 c€/kWh. Il faut privilégier la cible des systèmes de moyenne puissance rapportés au bâti à occupation permanente.

- pour les systèmes ancrés au sol = 22 c€/kWh. sachant qu'à terme, ceux-ci devront produire de l'électricité à un coût comparable à celui des centrales traditionnelles (de l'ordre de 6 c€/kWh, si jamais elles y parviennent), pour cesser de favoriser des projets opportunistes, il faut imposer des TRI raisonnables (6-8%), avec des tarifs qui soient calculés dans la proportion du rapport prix du courant domestique/ prix de gros (12/6), par rapport au tarif accordé au PV intégré au bâti
 - étendre le paramètre de compensation d'irradiation annuelle à l'ensemble des catégories tarifaires : c'est logique, juste et faisable.
3. de mettre en place, comme en Allemagne, un système d'indexation annuelle automatique corrélé à l'indicateur de coût PV que développera l'INSEE, augmenté d'un certain pourcentage en cas de dépassement des seuils programmés de CSPE.
 4. de supprimer le crédit d'impôt et les autres avantages fiscaux (TEPA / Dutreil) dès 2011

AR

• Tendances mondiales

Offre solaire trop élevée ?



La capacité de production de modules solaires PV qui a augmenté de près de 70% en 2010, atteignant 30 GW, va continuer de croître. Dans le même temps, le rythme des installations va ralentir, selon IMS Research, passant de plus de 100% en 2010 à moins de 20% en

2011. La demande de modules solaires a atteint un niveau record tiré par les programmes subventionnés, en particulier dans les pays européens comme l'Allemagne, l'Italie et la République Tchèque – les trois plus grands marchés l'an passé. Ces pays ont toutefois réduit les *feed-in tariffs* (FIT) pour l'électricité solaire PV au début de cette année ; par conséquent, bien que les installations PV soient prévues en croissance au niveau mondial, elles se feront plus lentement en raison de cette réduction. Malgré cette baisse, la plupart des fournisseurs, souvent contraints par une capacité de production limitée en 2010, ont procédé à un développement agressif de leurs capacités. Selon l'analyste, ce sont 35 GW qui seront disponibles à la fin du premier semestre 2011 – bien que la capacité installée prévue soit à peine 20% de cette quantité. Il se prépare donc une surcapacité de modules cette année, qui exacerbera la compétition et tirera les prix des fournisseurs vers le bas. « *Les leaders du marché, avec de saines marges brutes, des produits de qualité et des gros contrats de ventes pour 2011 peuvent se permettre de rester optimistes. Mais à court terme, il n'y a pas de demande suffisante pour absorber l'extension des capacités de production et ce sont surtout les fournisseurs de second rang qui vont en souffrir* », déclare **Sam Wilkinson**, analyste senior. En effet, les petits fournisseurs ont vécu une année 2010 de forte demande et ont profité de la liquidation de plusieurs grandes sociétés pour placer leurs produits. Ce ne sera probablement pas le cas cette année, avec une demande augmentant plus lentement et des fournisseurs de premier rang favorisés par les investisseurs qui apporteront des capacités supplémentaires.

Source *renewableenergyfocus.com*, le 07/01/2011

Les chassés-croisés du FIT

En Europe, tandis que la Turquie essaie de s'accrocher au train du marché mondial des énergies renouvelables en adoptant son premier FIT, l'Espagne a drastiquement réduit les subventions solaires. Au Sud, l'Inde et l'Afrique du Sud, deux géants continentaux ont également pris le chemin du subventionnement de l'électricité solaire pour renforcer leurs industries et atteindre leurs objectifs environnementaux.

En Espagne, devant une situation budgétaire très difficile, le gouvernement a coupé drastiquement les subventions d'un mécanisme de financement dont il faut bien dire qu'il avait été conçu sans véritable garde-fou contre les abus ; des réductions supplémentaires sont prévues dans les trois prochaines années y compris pour les installations existantes. Il y a même une proposition de réduire le plafond du nombre d'heures de la production solaire subventionnée injectée dans le réseau : pour un système fixe, il passerait de 1 753 heures actuellement à 1 250 heures pour les trois prochaines années. Les systèmes avec

suivi à 1 axe verront 1 644 heures subventionnées et les systèmes à 2 axes 1 707. Un ajustement qui s'applique à toutes les centrales PV connectées au réseau depuis septembre 2008. En compensation, ces centrales bénéficieront du FIT 3 ans de plus, soit au total pendant 28 ans au lieu de 25 ans. Selon le Vice-ministre de l'Industrie, **Pedro Marin**, ces réductions sont nécessaires pour préserver les prix de l'énergie grand public d'une « *certaine dérive* » et les garder à un niveau modéré en cette période d'incertitudes économiques. Au contraire, les investisseurs et les analystes dénoncent cette brutalité qui sape la confiance de toute l'industrie des énergies renouvelables en Espagne. L'impact de ce changement n'est pas encore complètement mesurable, même si tous les analystes s'accordent qu'il sera significatif pendant une longue période. « *Ce n'est pas seulement l'industrie PV qui ressentira les effets directs et indirects de cette décision – des millions de citoyens et pensionnés espagnols aussi bien que des fonds d'investissement à travers le monde vont en subir les conséquences* », selon **Markus A. W. Hoehner**, PDG d'*EuPD Research*. Au cours des années passées, de nombreux fonds de pension ont investi des sommes significatives dans des fonds solaires espagnols, espérant un retour stable.

En Turquie, la part des énergies renouvelables a été jusqu'ici mineure, le mix énergétique national reposant sur le gaz, le charbon et l'hydroélectricité. Cependant, le gouvernement envisage une diversification à grande échelle en faveur de celles-ci, en particulier pour la production domestique. L'objectif assigné est de 30% en 2023 ; l'éolien et la géothermie devraient jouer un rôle majeur et le solaire se développer rapidement. Une loi accorde des subventions aux ENR depuis 2004. Mais en raison du bas niveau du FIT, seulement 0.055 €/kWh, très peu d'investisseurs se sont intéressés au secteur. Sous la contrainte combinée d'une demande en énergie croissante et des conditions d'intégration à l'Europe, les ENR sont devenus un enjeu majeur. Le Ministère de l'Energie a donc décidé de porter le tarif de base de l'électricité solaire PV à 0.133 €/kWh. Un bonus de 0.055 €/kWh est payé pour les systèmes PV et 0.07 €/kWh pour les systèmes CSP ayant des composants fabriqués localement. Toutefois, et c'est une première limitation, ces tarifs ne sont offerts qu'aux producteurs sous licence ; tout propriétaire d'installation devra donc d'abord acquérir le fameux sésame, ce qui décourage surtout les petits producteurs, les opérateurs commerciaux étant rompus aux contraintes du long parcours bureaucratique. Dans le même temps, la loi limite aussi la capacité totale de production de ces sociétés sous licence à 600 MW d'ici le 31 décembre 2013. Dans le quotidien *Hürriyet*, le Ministre des Ressources Naturelles, **Taner Yildiz**, reste confiant que « *les investisseurs vont être intéressés même à ces tarifs* ».

En Afrique, depuis la promulgation l'an dernier du FIT sud-africain, de nombreux pays et les organisations régionales réfléchissent au moyen de suivre le même chemin. Car si en effet le potentiel hydroélectrique n'est exploité qu'à moins de 7%, la part des ENR reste dans la marge d'erreur. Un atelier a été organisé à Johannesburg par le Partenariat pour les ENR et l'efficacité énergétique (*REEEP*) et sa filiale, le Réseau de régulation de l'énergie durable (*SERN*) en direction des régulateurs, utilities et décideurs politiques de 14 pays du continent pour dupliquer l'exemple sud-africain. La première condition est la mise en place d'un cadre de planification imposant un quota ENR aux utilities. En deuxième lieu, il convient d'adopter une régulation sur les priorités d'accès au réseau, les contrats d'achat à long terme et fixer des tarifs qui en même temps encouragent les technologies renouvelables mais sont également dégressifs à mesure qu'on s'approche de la parité avec l'électricité conventionnelle du réseau. De plus, une préoccupation majeure demeure le moyen de financer les subventions aux ENR dans les pays à revenus faibles ou intermédiaires, soit dans la quasi-totalité des pays du continent. « *Le partage d'expérience sur la régulation est un élément clé pour s'assurer que le FIT est correctement structuré pour le contexte africain* » ajoute **Themban Bukula**, président de l'autorité de régulation sud-africaine. Il a été souligné la nécessité de traiter chaque source d'énergie spécifiquement à un niveau national. Les thèmes examinés sont la sélection de technologies appropriées au pays ou à une région, un cadre tarifaire compatible avec les objectifs et moyens du pays et le type d'institutions indispensables pour la gestion des mécanismes de soutien financier aux ENR. Le *REEEP* est une organisation à but non lucratif qui finance des projets d'énergie propre dans les pays en développement et émergents. Sa filiale *SERN* facilite les échanges d'expérience et de connaissance entre régulateurs et officiels pour la promotion de l'énergie durable, coordonnée par des chercheurs de l'université de Warwick au Royaume-Uni.

Source REF.com et EuPD Research, le 07/01/2011

• Programmes nationaux

Etats-Unis

La fin de l'ARRA dope le marché

La fin de l'année a été une occasion de doper le marché US de l'électricité solaire. En effet, la fin prévue du programme de subvention du Trésor public américain en faveur de l'intégration de sources renouvelables le 31 décembre, a provoqué un appel d'air chez bon nombre de détenteurs de bâtiments commerciaux ou industriels intéressés à investir dans un toit solaire. Il s'agit d'un volet du programme American Recovery

and Reinvestment Act de 2009 (ARRA), le fameux plan de redressement de l'administration, qui offre 30% de subventions directes aux projets solaires. Il a largement contribué à la création de milliers d'emplois dans le secteur des énergies renouvelables ; près de 2 milliards US\$ ont été déboursés en 2009, qui ont servi de levier à plus 9 milliards US\$ de capitaux privés avec à la clé la création d'environ 72 000 emplois dans le solaire et l'éolien. Bien que l'industrie solaire pousse le Congrès à prolonger le programme, aucune garantie de succès n'étant assurée, les candidats se sont rués sur les systèmes pendant le dernier trimestre pour avoir une preuve d'engagement de leurs projets avant la fin de l'année. Un projet est considéré comme engagé de deux façons :

- la première est le lancement de travaux physiques « significatifs » ; ces travaux ne doivent également pas être interrompus du fait du candidat. La bonne nouvelle pour ces candidats de dernière minute est que ce travail ne doit pas obligatoirement se dérouler sur site mais peut prendre la forme d'un contrat écrit avec reçu de paiement pour des travaux de construction de composants solaires. Ainsi, lancer la fabrication de ses panneaux est qualificatif aux subventions ;
- la seconde façon de bénéficier des subventions est la provision de 5% du coût total du projet ; comme cette part va typiquement aux panneaux, cette approche remplit en général les deux conditions.

Les candidatures à la subvention pour les projets engagés en 2010 doivent être soumises au plus tard le 1^{er} octobre 2011. Le gouvernement effectue le paiement sous 60 jours après la date de la demande ou après la mise en service du système si celle-ci intervient après. Un reporting rigoureux garantit que le projet obéit à tous les critères au moment du paiement. A l'instar de ce qui s'est vu en Allemagne avec la dégressivité des tarifs, la fin du programme a généré un flot d'investissements ; il a été d'autant plus difficile de remplir la condition de débiter les travaux à temps à travers la fabrication de panneaux solaires. Les plus avisés des investisseurs sont allés chercher des produits innovants plus faciles à trouver pour être dans les délais impartis. Les panneaux de *Solyndra* par exemple, habituellement installés sur un toit blanc réfléchissant, ont deux avantages. Primo, le nouveau toit étant considéré comme un composant du système, son coût entre dans les 30% de subventions, secundo parce les travaux de toiture ont pu commencer aussitôt et permis d'être dans les délais en évitant les retards d'approvisionnement. L'activité a également été stimulée par le cumul des aides fédérales et des options de financement avantageuses – certaines ne nécessitant même aucun apport.

Source Jamie Hahn, Solis Partner, le 30/11/2010

Fermes solaires dans le New Jersey

La société publique du New Jersey, *PSEG*, a annoncé la construction d'une ferme solaire sur un espace juxtaposant sa principale centrale. La ferme de *Linden* d'une capacité installée de 3.2 MW, est une des quatre que la compagnie développe dans le cadre de son programme *Solar 4 All* doté de 515 millions US\$. Trois de ces fermes seront construites sur des friches recyclées pour l'occasion. En tout c'est une vingtaine de projets qui sont développés dans ce programme d'une capacité totale installée de 80 MW et des centaines d'emplois créés. Le projet de la ferme *Linden*, c'est 11 484 panneaux solaires installés sur 4 ha et connectés au réseau de la compagnie et pouvant alimenter 525 foyers moyens. Les quatre fermes en développement par la société dans le New Jersey sont *Linden*, *Yardville* (4.4 MW), *Edison* (2 MW) et *Trenton* (1.3 MW), toutes parmi les plus importantes de l'état. Elles sont à base de technologie cristalline et utilisent des systèmes de mesure et de communication standardisés. De plus, la société est en train de construire une centrale de 1 MW sur le toit de son quartier général à *Somerset* et un système de 700 kW sur son centre de formation et développement à *Edison*. Quatre autres centrales au sol ont aussi été construites dans cinq écoles publiques de Newark dans le cadre de *Solar 4 All*. Les vingt projets en développement vont pouvoir alimenter 4 900 foyers et économiser 23 000 tonnes de CO₂ par an, soit l'équivalent des émissions de 2 800 voitures. *PSEG* utilise des sociétés de renom pour implanter les centrales et commence déjà à communiquer sur leur impact sur la croissance économique de l'Etat. La construction de la ferme solaire de *Linden* est confiée à *Advanced Solar Products*, un des intégrateurs connus du marché américain. L'autorité de régulation du New Jersey a approuvé le programme *Solar 4 All* en juillet 2009. Le premier volet du programme consiste en l'installation de 40 MW de petites unités solaires distribuées connectées à des poteaux du réseau territorial de *PSEG*, couvrant 6 grandes villes et 300 communautés rurales et semi-urbaines. C'est la plus grande réalisation de ce genre au monde avec des unités « intelligentes » directement connectées sur le réseau de distribution. Le second volet du programme vise aussi 40 MW de systèmes centralisés comme les fermes solaires sur des propriétés ou locations de la compagnie. Les avantages financiers issus de *Solar 4 All* – crédits de taxes fédérales sur les investissements, vente d'énergie et de capacité, monétisation des crédits carbone solaires (SREC) – sont rendus aux contribuables à travers la réduction du coût global du programme. *PSEG* est le plus ancien opérateur fournisseur régulé de gaz et d'électricité de l'Etat, qui alimente près de ¾ de la population du New Jersey.

Source *ElectricLightPower.com*, le 02/12/2010

Allemagne

Quelle vie après la fin des subventions ?

Comme l'Allemagne réduit progressivement ses subventions solaires, les acteurs de l'industrie s'activent pour trouver la prochaine niche de croissance, selon le cabinet *Lux Research*. L'Allemagne représente actuellement près de la moitié du marché global des composants solaires – grâce au soutien public très important de la décennie passée. C'est pour baliser les nouvelles pistes qui s'ouvrent aux industriels à partir de cette année que le cabinet a produit un rapport intitulé : « *Global Subsidy Roundup : Solar Beyond Germany* ». Il présente la situation en termes de régulation et de subventions pour 15 marchés et les classe par ordre d'intérêt pour les futurs investisseurs en substitution au marché allemand. « *Les fabricants de composants qui veulent maintenir leurs marges face à la chute rapide des prix vont trouver des opportunités à court terme sur les marchés offrant des subventions intéressantes en 2011* », selon **Jason Eckstein**. Toutefois, pour pouvoir se positionner sur la croissance en long terme, les entreprises doivent considérer d'autres facteurs comme la taille du marché, les autres sources de production d'électricité et la qualité des infrastructures de distribution. Basé sur leur approche de ces deux points clé, les marchés considérés ont été divisé en quatre groupes : marchés à fort potentiel (*Fast Burners*), cibles supérieures (*Top Targets*), marchés à long terme (*Slow Movers*) et marchés à faible potentiel (*Weak Prospects*) :

- Chypre, Israël, la Malaisie sont les *Fast Burners*, marchés à fort potentiel. Bien que ces marchés offrent les meilleures subventions, ils sont limités par le taux de croissance maximal du solaire. Chypre en particulier ne peut pas supporter plus de quelques centaines de MW d'installations solaires, alors qu'Israël et la Malaisie plafonnent à 3 GW.
- L'Inde mène le groupe des *Top Targets*, mais Afrique du Sud et Royaume-Uni peuvent également jouer un rôle. L'Inde combine un schéma solide de subvention avec un réseau électrique très demandeur de production distribuée et une consommation à venir énorme. L'Afrique du Sud a un mécanisme de subvention encore plus attrayant mais reste limitée aux applications à l'échelle des sociétés de distribution et fait face à des incertitudes réglementaires. Le Royaume-Uni a une ressource solaire comparativement limitée mais doit résoudre des difficultés d'alimentation en gaz naturel, à un bon mécanisme de FIT et un marché potentiel estimé à 20 GW.
- La Russie, le Brésil et le Mexique sont le groupe des *Slow Movers*. Ils offrent tous des marchés

potentiels de grande taille avec plus de 10 GW mais ne disposent de mécanismes incitatifs. Le Brésil a abandonné sa politique de FIT il y a quelques années mais reste un des marchés les plus proches de la parité avec le réseau conventionnel et offre une demande potentielle massive. Le Mexique a renforcé sa politique nationale de net-metering (vente de l'excédent de production ENR au tarif du réseau), ce qui pourrait en faire un champion du solaire en tant que source distribuée. En Russie la demande reste faible mais le marché potentiel dépasse 80 GW.

Source REF.com, le 06/01/2011

Italie

Raccordement d'une nouvelle centrale

SunPower a signé avec E.ON Climate et Renewables Italia Solar, un contrat qui lui permet de concevoir et réaliser une centrale solaire au sol de 3.4 MW dans la région de Lazio ; la mise en service est prévue en avril 2011. « Notre objectif est de fournir une énergie propre, sûre, fiable et accessible à travers des investissements dans les nouvelles technologies et les sources renouvelables. Nous sommes fiers d'avoir choisi SunPower pour cet important projet et nous allons étendre nos activités pour répondre à la croissance rapide du marché italien » a déclaré **Christophe Jurczak**, responsable PV chez E.ON. Sur le site, SunPower va installer ses modules à haut rendement E19 et son système de suivi T0 qui permet un gain de 25% par rapport à un système fixe. L'impact visuel environnemental du système sera minimisé par le système de suivi sans fondation en béton et une hauteur maximale de 2 mètres. En 2009, la société avait déjà installé une centrale en toiture de 1.3 MW sur une centrale de production d'E.ON en Sardaigne. A ce jour, SunPower possède plus de 650 MW de capacité solaire de grande dimension installée ou en cours de par le monde, dont plus de 225 MW de puissance opérationnelle en Europe. Elle détient également le plus gros contrat en cours en Italie, le parc solaire de Montaldo di Castro de 72 MW, à Lazio, près de Rome

Source ElectricLightPower.com, le 02/12/2010

France

Appels à manifestation d'intérêt

Les ministères en charge de l'écologie, de la recherche et de l'énergie et le commissariat général à l'investissement ont lancé le 11 janvier deux appels à manifestations d'intérêt (AMI) pour le solaire et le photovoltaïque. « Ces appels à manifestations d'intérêt sont destinés à faire émerger des projets permettant de réduire les coûts, améliorer le rendement et diminuer l'impact environnemental des systèmes énergétiques basés sur la ressource solaire », précise le communiqué de presse. L'objectif est clairement de

faire émerger des technologies susceptibles de prendre « des parts de marché à l'export » et d'intégrer la question environnementale tout au long de leur cycle de vie. Le montant définitif consacré à chacun de ces appels à manifestations d'intérêt sera décidé en fonction de l'excellence des projets présentés. La date limite de dépôt des dossiers est fixée au 2 mai 2011.

L'AMI solaire concerne des démonstrateurs de recherche, des démonstrateurs préindustriels et des plateformes technologiques qui contribuent « à minimiser le coût de l'énergie délivrée (électricité et/ou chaleur) ou de la puissance garantie, et ceci dans une gamme de puissance allant de quelques kW à une dizaine de MW », que ce soit pour le solaire thermodynamique, le solaire thermique et le solaire photovoltaïque à concentration. « Une attention particulière devra être accordée aux bilans environnementaux (notamment la réduction globale des émissions de gaz à effet de serre) et économiques des projets proposés », précise l'appel à manifestation.

L'AMI photovoltaïque vise en priorité une réduction des coûts des produits ou systèmes installés. « Les technologies de cellules photovoltaïques développées ou mises en œuvre dans les démonstrateurs devront être compatibles, sur le plan de la maturité technique et industrielle, avec une application de production électrique au sein d'un système (réseau électrique, bâtiment, etc.) à court terme. Les postulants devront démontrer leur capacité à prendre une part significative de la chaîne de valeur grâce aux procédés proposés ». Les problématiques économique et environnementale devront faire l'objet d'une attention particulière : réduction globale des temps de retour énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre, disponibilité, stabilité et toxicité des matières et produits utilisés notamment. L'AMI fixe des références en terme de pertinence économique à l'horizon 2020 : coûts de modules photovoltaïques sortie d'usine inférieurs à 0.5 €/W, coûts système en toiture résidentielle installés chez le client inférieurs à 2 €/W, coûts système au sol installés inférieurs à 1.5 €/W et enfin fourniture de courant électrique au client final respectant les contraintes de sécurité et continuité d'alimentation, et dont le coût est inférieur à 150 €/MWh en zone moyennement ensoleillée.

Source S. Fabrègat, Actu-Environnement.com, le 11/01/2011

Commentaires

Les objectifs de coût de l'AMI sont-ils calculés en coût de fabrication ou en prix de revient total ? Dans un article du magazine Sun & wind energy de nov-2010, l'auteur met en cause les annonces de First Solar de mi-2010 à 0.76 US\$ / Wc parce qu'il s'agit d'un 'goods sold cost', alors que le prix de revient (avec les coûts de R&D + coûts de gestion + coûts de vente) est de US\$ 1.06 ! D'autre part alors que le coût de production sortie usine d'un module est une notion solide, le coût d'un système en toiture est une notion

plus fantaisiste : s'agit-il par exemple du prix de revient du kit pour une installation 3 kWc chez un particulier ? Mais du prix de revient pour qui, avec ou sans la marge de l'installateur ?

AR

500 MW de solaire par an

A l'issue de la réunion de concertation organisée par le gouvernement mercredi, les professionnels de l'énergie photovoltaïque ne semblaient pas convaincus. Pour la plupart des participants, il s'agissait plus de valider la nouvelle politique gouvernementale que de discuter véritablement des enjeux et de l'avenir de la filière solaire. Depuis le décret du 9 décembre dernier, un moratoire de trois mois fige désormais tous les projets photovoltaïques. Le gouvernement souhaite mettre en place un quota annuel de puissance installée pour maîtriser à l'avenir le développement de l'énergie solaire, qui a enregistré une véritable explosion des projets en tout genre depuis deux ans. Le chiffre de 500 MW par an avancé par le gouvernement (150 MW pour les particuliers, 150 MW pour les grandes toitures et 200 MW pour les centrales au sol) est fortement critiqué par les professionnels qui dénoncent une mise à mort de la filière.

Source Enviro2B, le 14/01/2011

Nos commentaires : se reporter au document ci-joint AR

● Nouveaux Programmes

Argentine

Vers un grand programme solaire

Le ministère du Plan argentin vient de lancer un appel d'offres pour l'élaboration d'une étude du gisement solaire du pays. L'étude va bénéficier de fonds fournis par la Banque Interaméricaine de Développement (IDB) et comprend l'analyse du potentiel pour un programme solaire thermique. Les sociétés intéressées doivent soumettre les dossiers de préqualification au ministère le 10 décembre. Plus tôt cette année, six projets solaires d'une capacité globale de 20 MW ont été attribués à des entreprises du secteur dans le cadre du projet Genren.

Source Business News Americas, le 26/11/2010

Asie

L'ADB investit dans le solaire

Le président de la Banque Asiatique de Développement (ADB) appelle les pays en développement asiatiques à améliorer la sécurité énergétique et à investir pour cela dans le solaire. La banque a lancé en mai 2010 l'Initiative d'énergie solaire asiatique (ASEI), un grand programme destiné à identifier et développer des projets d'énergie solaire. Cette initiative va multiplier par six la capacité solaire installée dans la région Asie et Pacifique qui sera portée à 3 000 MW en mi-2013, a

dit le PDG de l'ADB, **Haruhiko Kuroda** lors de l'ouverture du forum asiatique de l'énergie solaire (ASEF). Il souligne qu'investir dans le solaire est la meilleure solution pour instaurer une économie durable de l'énergie. Ce forum est la plus grande plateforme de partage d'expérience dans l'énergie solaire et de concepts de projets et de discussions de nouvelles propositions et mécanismes d'incitation. La forte croissance économique, la croissance démographique et le déficit croissant de l'offre énergétique offrent une opportunité de marché très importante à l'énergie solaire. Les pays asiatiques se sont engagés à maintenir le progrès économique et améliorer la sécurité énergétique tout en favorisant l'avènement d'un développement durable (bas carbone). Le forum a d'ailleurs coïncidé avec le COP16, 16^{ème} manche de la convention de l'ONU sur le changement climatique de Mexico. **M. Kuroda** a salué l'engagement de la région en faveur des technologies renouvelables, comme l'énergie solaire qui devrait bénéficier selon lui des transferts financiers et technologiques des pays développés sans tenir compte du résultat formel des négociations du COP16. La région produisait avant le lancement de l'initiative moins de 500 MW d'électricité solaire ; il en est attendu une capacité de 1 000 MW en fin 2011 et 3 000 MW en mai 2013. A côté de l'ASEF, l'initiative comprend également le Fonds asiatique de développement accéléré de l'énergie solaire (AASEDF) qui est destiné à faire financer à la baisse les coûts de développement afin d'encourager les investissements privés dans le secteur.

Source ADB via States News Service, le 01/12/2010

Thaïlande

Fermes solaires

La société thaïlandaise *Solar Power Co. Ltd.* construit 34 fermes solaires d'une puissance de 6 MW chacune dans le nord-est du pays ; le programme va utiliser près d'un million de modules du fabricant *Kyocera* pour une capacité installée globale de 204 MW. Ce programme a été planifié, construit et géré par *Solar Power* et l'énergie produite va être fournie à la compagnie publique, *Provincial Electricity Authority (PEA)*. « Nous avons choisi des modules *Kyocera* pour ce projet en raison de leur qualité et fiabilité et de l'expérience de 35 ans de la société dans l'industrie. Avec cela nous pouvons faire profiter la population thaïlandaise des bienfaits de l'énergie solaire », a déclaré à l'occasion de la présentation du projet, le PDG de *Solar Power*, **Wandee Khunchornyakong**. La Thaïlande a introduit un FIT en 2007 et le gouvernement a annoncé un objectif de 500 MW d'électricité solaire en 2022.

Source REFfocus.com, le 11/01/2011

• Programmes PED

Afrique

Quelles énergies pour le continent africain ?

Très dynamique avec une croissance de 10%, l'Afrique est un terrain d'investissement intéressant, notamment en matière d'énergie. En effet, Maghreb et Afrique du Sud mis à part, les besoins énergétiques croissent et les infrastructures manquent. La consommation annuelle d'électricité de l'ensemble du continent africain ainsi que sa capacité de production reste extrêmement faible puisque sensiblement équivalente à un seul pays européen, la France ou l'Allemagne, selon **Christine Heuraux**, directrice du Pôle Accès à l'Énergie et de la Prospective et des Relations Internationales chez EDF lors de la conférence 'Énergie, croissance et développement durable, une équation africaine' organisée par l'Institut Français des Relations Internationales (IFRI) en décembre dernier. L'énergie en Afrique est l'une des clés pour lutter contre la pauvreté selon **Seydou Keita**, directeur adjoint de l'Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et l'Électrification Rurale (AMADER). Un accès facilité permettrait d'améliorer le niveau de vie, notamment grâce à des progrès dans les domaines de la santé et l'éducation, d'accroître la productivité des petites et moyennes entreprises voire simplement de les développer. La stabilité politique serait également renforcée car les coupures (fréquentes) sont souvent à l'origine de tensions sociales. D'un point de vue environnemental, une meilleure disponibilité limiterait les pressions sur les forêts, première source d'énergie. Le développement des réseaux éviterait de plus la consommation très importante aujourd'hui de piles, batteries et générateurs privés.

La volonté de développer les énergies renouvelables en Afrique est louable, les initiatives ne manquent pas et les projets s'amoncellent. Mais selon **Philippe Lorec**, Conseiller auprès du directeur général de l'Énergie et du Climat, ministre de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, il n'y a pas besoin de 40 projets, mais de bons, de vrais projets avec un engagement des États. Un exemple concret ? Le secteur de la téléphonie mobile connaît un vrai boom notamment au Kenya. Malgré d'importantes ressources hydrauliques, les réseaux électriques ne sont pas assez développés et même si les générateurs au diesel sont très répandus, il reste délicat de recharger son téléphone ! La compagnie *Safaricom* a donc lancé le premier téléphone solaire au monde. Pour autant, les obstacles persistent. Le solaire est trop coûteux et les fortes températures très contraignantes : au-delà d'un certain seuil, les panneaux ne fonctionnent plus.

De son côté, l'éolien est limité et ne saurait constituer une solution en soit. La géothermie pourrait se

développer surtout dans l'est, mais elle nécessite des investissements importants. Côté énergie hydroélectrique, la *Banque Africaine de Développement (BAD)* et la *Banque Mondiale*, entre autres, financent le projet de rénovation du site de d'Inga en République Démocratique du Congo (RDC). Ces deux centrales situées sur le fleuve Congo en aval de Kinshasa, fonctionnent mal et les coupures sont fréquentes. L'efficacité renforcée du site permettra à la RDC d'exporter son énergie dans la région, vers la Zambie, le Congo, l'Angola et l'Afrique du Sud.

De nombreux projets gaziers sont prévus et d'autres déjà mis en place en Afrique. Le gaz provenant de l'extraction du pétrole est majoritairement brûlé, mais plusieurs pays projettent de le récupérer à l'instar de la Mauritanie, du Cameroun, du Ghana ou encore du Nigeria. L'effervescence autour du gaz peut aussi être illustrée par le projet du West African Gas Pipeline, WAGP. « *Ce gazoduc de 620 kilomètres relie Lagos, la capitale économique du Nigeria, au Bénin, au Togo et au Ghana. L'investissement global dans le gazoduc a été d'un milliard de dollars. Sa construction a été menée par un consortium de sociétés dont le chef de file est la société américaine Chevron-Texaco. Le WAGP devrait à terme transporter 30 millions de pieds cubes par jour. Ce gazoduc pourrait, selon les autorités ivoiriennes, faire l'objet d'une extension jusqu'à Abidjan* », indique **Benjamin Augé** chercheur associé à l'IFRI spécialisé dans la gestion politique et économique des secteurs pétrolier, gazier et électrique dans les pays africains. Selon lui, la centrale électrique au gaz associée à un champ pétrolier construite en République Démocratique du Congo et en fonction depuis 2010, pourrait atteindre les 150 MW. D'autres projets gaziers sont en fonction en Côte d'Ivoire, en Tanzanie et au Mozambique.

Pour autant la biomasse reste la première source d'énergie en Afrique. Son principal avantage est son coût : elle est gratuite ! Son utilisation par la population est quotidienne et particulièrement associée à la cuisson. Mais cela pose des problèmes sanitaires, la pollution importante due aux fumées nocives est responsable de nombreux décès. Elle a également des conséquences sur l'environnement. La forêt n'est pas renouvelable indéfiniment et la déforestation est émettrice de CO₂. De plus le rendement est très faible, environ 5% selon **Alain Guinebault** délégué général au *Groupe Énergies Renouvelables Environnement et Solidarité*. Les aides publiques ne subventionnent pas les énergies issues de la biomasse. Pourtant un mieux a été testé au Cambodge avec la diffusion de foyers aux rendements améliorés. Cette initiative gagnerait donc à être mise en place en Afrique. Enfin, l'un des grands paradoxes de l'Afrique concerne la quantité de ses ressources énergétiques par rapport à sa production d'énergie. Si les réserves en pétroles fournissent le reste du monde, l'Afrique ne le raffine que très peu.

Contrainte d'acheter des produits raffinés, elle y perd économiquement, renforçant sa dépendance vis-à-vis des pays du Nord.

Comme le souligne **Hélène Sabatier Akonor**, chargée de mission à la direction de l'Action internationale de l'Agence Française de Développement (AFD), comment parler d'économie de consommation quand 560 millions d'Africains n'ont pas accès à l'électricité ? Si la population du continent représente 15% de la population mondiale, elle n'est responsable que de 3 à 4% des émissions de gaz à effet de serre mondiales. Avec sa croissance de 10%, l'Afrique a besoin d'énergie pour développer l'agriculture, l'industrie, la santé... Dans ce contexte, les centrales à énergies fossiles continuent de représenter la solution la plus rentable à court terme et présentent l'avantage d'être fonctionnelles très rapidement. Aussi dans un premier temps, l'urgence de répondre aux besoins croissants pose la question suivante : les énergies fossiles ne constitueraient-elles pas le choix le plus pragmatique ? Comme souvent, il n'y a pas de solution unique pour régler la question de l'accès à l'énergie. Les solutions doivent être développées en fonction des différentes échelles avec des systèmes centralisés et décentralisés. C'est d'ailleurs dans ce dernier cas que l'utilisation des EnR paraît la plus adaptée. Mais la stabilité politique et l'engagement des Etats restent des conditions indispensables pour la mise en place d'infrastructures énergétiques car ces projets s'inscrivent dans le long terme.

Source Mélanie Favrot, Actu-Environnement, décembre 2010

Commentaires

Grâce à sa bonne irradiation solaire, le coût de production actualisé du kWh en photovoltaïque est très bas en Afrique. Des simulations le font varier entre 9 et 12 c€, en fonction de la durée de vie de la centrale. Ces ordres de grandeur sont confirmés par les hypothèses de SunPower dans son livre de 2008 sur les centrales au sol. AR

Lighting Africa étend ses interventions



Un programme d'amélioration de l'accès à l'énergie a été lancé pour le Mali et au Sénégal. *Lighting Africa* travaille donc pour la première fois en terre francophone après avoir fait ses preuves au Kenya et au Ghana. C'est un programme commun de la *Banque Mondiale* et du *FMI*, implanté avec le concours de plusieurs agences comme *ESMAP*. Au Mali, *Lighting*

Africa développera un label de qualité pour des lampes portables solaires et vendra des lampes pilotes dans des concessions sélectionnées, améliorant l'accès à l'électricité dans le pays. Au Sénégal, le programme introduira des lanternes de qualité dans des zones rurales et périurbaines. L'organisation travaillera au Mali et au Sénégal dans le cadre de protocoles d'accord signés avec les agences d'électrification rurale des deux pays (respectivement l'*AMADER* et l'*ASER*) qui ont été rédigés lors d'ateliers impliquant des représentants d'agences gouvernementales, de l'industrie privée locale, d'ONG et de fabricants locaux et internationaux de lanternes. *Lighting Africa* a également étendu ses activités dans sa sphère traditionnelle, en Afrique de l'Est. En Ethiopie, le programme développé en coopération avec le ministère des Mines et de l'Energie va créer des canaux de distribution pour les produits d'éclairage décentralisés, fournir l'accès à des financements aux importateurs et distributeurs des dits produits, promouvoir des produits de qualité et développer la sensibilité des usagers aux alternatives à l'éclairage au kérosène. *Lighting Africa* sera implantée comme partie du projet Accès à l'Energie de la *Banque Mondiale*. En Tanzanie, l'agence d'électrification rurale a signé cinq accords de subventions pour les vainqueurs de la compétition *Lighting Rural Tanzania* tenue plus tôt dans l'année. Des subventions de 100 000 US\$ sont fournies aux propositions les plus innovantes pour l'extension de l'éclairage hors réseau à un coût abordable au bénéfice de foyers et commerces ruraux.

Source ESMAP et Africa Energy Alternative, le 04/11/2010

L'industrie poursuit son offensive

L'association sud-africaine de l'industrie PV (*SAPVIA*) poursuit activement son objectif de doper l'utilisation – non négligeable pour l'électrification rurale – du solaire PV dans le pays. Ses membres comprennent *Aurora Power Solutions*, *Concentrix Solar GmbH*, *Industrial Development Corp. Of South Africa*, *Kabi Energy*, *Mainstream Renewable Power South Africa*, *Mulilo Renewable Energy*, *Solairdirect Southern Africa* et *Tenesol Manufacturing*. « Nos objectifs consistent à représenter l'industrie solaire PV au niveau provincial et national, informer nos membres des derniers développements législatifs, anticiper l'impact potentiel des dits changements sur le secteur, promouvoir une plus grande pénétration de la technologie et conseiller les décideurs sur les meilleures politiques pour le développement durable du marché du solaire PV » souligne **Ryan Hammond**, responsable de *Solairdirect Southern Africa*. Le département de l'énergie (DoE) sud-africain a promulgué son second projet de plan de développement du secteur à l'horizon 2030 en octobre. La capacité totale d'électricité solaire attendue est de 600 MW.

Source Africa Energy Alternative, le 30/11/2010

Maroc

Financement de la BEI pour 500 MW

La Banque Européenne d'Investissement (BEI) s'est engagée à financer à hauteur de 500 millions € la construction d'une centrale solaire de 500 MW dans la zone de Ouarzazate dans le sud du Maroc dont une partie de la production sera exportée vers l'Europe. Selon le journal *Asharq Al Awsat*, la BEI est en discussion avec la Banque Mondiale pour un financement additionnel. Les études et la préparation des requêtes de financement sont sur le point d'être achevées et l'Agence marocaine d'énergie solaire (MASEN) envisage de lancer l'appel d'offres pour recruter le constructeur et opérateur de la centrale ces jours-ci. Les travaux devraient démarrer courant second semestre 2011 pour une mise en service en 2014. Selon le *Dow Jones*, la BEI envisage d'investir 20 milliards € en dix ans à travers un programme européen pour installer 20 GW d'énergie verte dans la région méditerranéenne allant de la Syrie au Maroc. D'autre part, le Maroc a signé le premier accord d'exportation d'électricité renouvelable vers la France, selon **Philippe Lorec**, coordinateur du Plan Solaire Méditerranéen (PSM) pour la France, qui ajoute que l'électricité sera produite à Beni Mathar, une centrale solaire dans nord-est du Maroc.

Source Power-Gen Worldwide, le 18/11/2010

• Technologies

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

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 (Wc) 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 laboratoire 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, surtout 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 cm², 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/ μ 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 cm² 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 soleils 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.

● Compagnies

Nouveau module Tenesol

La filiale de *Total* et *EDF* vient de lancer un nouveau module d'intégration au bâti (BIPV) en Europe. Selon le fabricant, ce module va offrir aux architectes la possibilité d'accéder à des produits spéciaux pour des projets individuels avec la flexibilité requise en termes de taille et couleur. « *Notre nouveau module élimine les habituelles limitations des installations solaires et permet aux architectes d'exprimer leur créativité et de concevoir des systèmes réellement uniques* », a déclaré **Benoît Rolland**, le directeur de *Tenesol*. La société va travailler directement avec des architectes pour répondre à leurs besoins spécifiques. Les clients pourront ainsi spécifier la taille exacte (jusqu'à 4m x 2m) et l'épaisseur de verre souhaitées. Pour les cellules, il sera possible de choisir du silicium poly ou monocristallin, le nombre de cellules et la disposition du module. En ce concerne le design, le module est conçu pour être hautement visible et former un élément clé de l'architecture des bâtiments. A cet effet, toutes les boîtes de jonction sont placées en bord d'installation, rendues ainsi invisibles et n'ayant pas d'impact visuel sur le système. Ce module est le fruit d'une coopération industrielle, il sera produit en France et vendu en Europe en début 2011.

Source REFocus.com, le 24/11/2010

● Evénements

Parc de vélos solaires



Parc à vélos à Shiga, Japon. Photo Kyocera

Kyocera Corporation a développé des stations de vélos électriquement assistés rechargés à l'électricité solaire. Ces stations sont également connectées au réseau conventionnel, à travers un onduleur DC/AC, qui garantit la stabilité du service en temps couvert ou pendant la nuit. De plus, les stations de charge sont équipées de sorties conventionnelles qui permettent de

les utiliser comme source d'énergie en cas de coupure ou en situation d'urgence, souligne *Kyocera*. Ce produit est pour le moment uniquement disponible pour le marché domestique

Source *RenewableEnergyWorld.com*, le 18/11/2011

Programme de simulation pour films minces

Le spécialiste allemand de logiciels, *Doppelintegral GmbH* vient de lancer la version 8.0.1 de son logiciel INSEL (Integrated Simulation Environment Language) spécialement conçu pour les modules en films minces. Le programme fournit une base de données météorologique pour plus de 200 sites internationaux ainsi que des paramètres de simulation pour tous les modules, onduleurs et capteurs thermiques disponibles sur le marché. La nouvelle version intègre des informations relatives aux cellules films minces, en plus de celles sur les modules au silicium cristallin. Comme la forme des courbes I(V) des cellules films minces est beaucoup plus dépendante de l'irradiance que celle des cellules c-Si, celles-ci exigent plus de paramètres pour le processus de simulation. La société estime qu'avec son nouveau modèle analytique, elle a réussi à réduire le taux d'erreur de la simulation des modules film mince à pratiquement 0%, selon **Jürgen Schumacher**, fondateur de *Doppelintegral*.

Source *RenewableEnergyWorld.com*, le 26/11/2011

Archelios a sorti sa version 10.05

Archelios® permet depuis deux ans de réaliser des prévisions de production électrique et de revenus pour tout type d'installations photovoltaïques. Par sa convivialité, il s'est peu à peu imposé comme progiciel solaire de référence en langue française. Il est désormais disponible en anglais, allemand, espagnol et italien.

Dans sa version 10.05 il calcule automatiquement les masques lointains partout dans le monde et sélectionne la station la plus proche.

Il dispose d'une base de données 3D de 8 000 modules

Il propose le calepinage géométrique et électrique des modules avec duplication-répartition automatique, et calcule le gisement solaire sur l'ensemble de la toiture (jusqu'à 40 points de mesure). Il détermine les surfaces exploitables et calcule le masque moyen.

Il apporte une aide au dimensionnement des onduleurs à travers des indicateurs de couleur.

Il simule les pertes dans les câbles détaillées et affiche un diagramme des pertes système.

Il prend en compte les systèmes autonomes avec batteries et les systèmes connectés sécurisés.

Il simule les revenus annuels et calcule la rentabilité économique des projets compte tenu des dernières grilles tarifaires en vigueur.

Il présente un rapport d'étude détaillé et personnalisé (choix du contenu, logo et coordonnées de l'entreprise,

import d'illustrations et textes) avec les tableaux financiers prévisionnels.

Dans sa version pro il contient des « Plugin » intégrant « Google SketchUp », ce qui permet de construire plus facilement les masques proches.

Archelios utilise des modèles scientifiques reconnus et des références techniques sûres : collaboration avec l'Université de Savoie, l'INES (Institut National de l'Energie Solaire), bases météorologiques Météonorm, modèle économique TEC (ADEME)

Contact *Stephane Boussac*: s.boussac@cythelia.fr