CYTHELIA Consultants
La Maison ZEN – Le Chef-Lieu – 73 000 MONTAGNOLE
Tel:+33(0)4 79 25 31 75Fax:+33(0)4 79 25 33 09
SARL au capital de 140 000€. RCS Chambéry B 393 290 937

L'électricité photovoltaïque



Document de synthèse 2009

1 LE POTENTIEL SOLAIRE
2 BRÈVE HISTOIRE DES PHOTOPILES
2 FORCES ET FAIBLESSES
3 LE MARCHÉ
4 LES FILIERES
5 L'INDUSTRIE
6 DIAGNOSTIC
7 PROSPECTIVE

Alain Ricaud
CYTHELIA Expertise et Conseil

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

SOMMAIRE

SOMMAIRE **3**

PRESENTATION **5**

AVANT PROPOS **6**

L'ELECTRICITE PHOTOVOLTAÏQUE **9**

1 LE POTENTIEL SOLAIRE 10
2 BREVE HISTOIRE DES PHOTOPILES 11
3 FORCES ET FAIBLESSES 12
4 LE MARCHE 13
4.1 La segmentation du marché 13
4.1.1 Produits grand public à usage intérieur 14
4.1.2 Produits grand public à usage extérieur 14
4.1.3 Applications professionnelles isolées 15
4.1.4 Habitat isolé 15
4.1.4.1 Courant alternatif ou courant continu ? 15
4.1.5 Bâtiments connectés au réseau 16
4.1.6 Centrales solaires 16
4.2 Coûts des produits, prix distributeurs, et délais 17
4.2.1 Coût de fabrication des modules et prix sortie usine 17
4.2.1.1 Courbe d'apprentissage 18
4.2.1.2 Prix « sortie usine » 20
4.2.2 Prix « distributeurs » des modules 21
4.2.3 Prix « installateurs » des modules 21
4.2.4 Délais de livraison 21
4.3 Aspects politico-économiques 22
4.3.1 L'exemple japonais 22
4.3.2 L'exemple allemand 23
4.3.3 La situation en France 24
4.4 L'intégration au bâti 26
4.4.1 Façades 26
4.4.2 Toitures 26
4.4.3 L'habitat « zéro énergie net » 27
5 LES FILIERES DE PHOTOPILES 28
5.1 Performances actuelles des différentes filières 28
5.2 Photopiles au Si cristallin. 30
5.2.1 Silicium charge 30
5.2.1.1 Disponibilité 31
5.2.1.2 Coûts 32
5.2.1.3 Stratégies industrielles 32
5.2.2 Substrats 32
5.2.2.1 Cristallisation 33
5.2.2.2 Sciage des plaquettes 33
5.2.3 Cellules à haut rendement 33
5.2.4 Evolution des prix des modules cristallins 34
5.2.5 Evolution du coût de l'électricité solaire 34
5.3 Modules en couches minces 35
5.3.1 Silicium amorphe. 35
5.3.1.1 Historique 35
5.3.1.2 Forces et faiblesses 35
5.3.1.3 Problématique industrielle 36

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

5.3.1.4 Dégradation 37
5.4 Semiconducteurs cristallins en couches minces 37
5.4.1 Le tellurure de cadmium CdTe 38
5.4.1.1 Historique 38
5.4.1.2 Technologies 38
5.4.1.3 Toxicité 39
5.4.2 Le séléniure de cuivre indium CuInSe2 39
5.4.2.1 Le matériau CIS 39
5.4.2.2 Technologies 40
5.4.2.3 Développements industriels 40
5.4.3 Films de silicium microcristallin µc-Si 40
6 L'INDUSTRIE 42
6.1 Technologie des modules 42
6.2 Les principaux protagonistes industriels 45
6.2.1 Japon 46
6.2.2 Europe 47
6.2.3 USA 48
6.2.4 Reste du monde 49
7 DIAGNOSTIC. 50
8 PROSPECTIVE : ROLE DES ENERGIES RENOUVELABLES 52
9 CONCLUSION. 55

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

PRESENTATION

Les trente dernières années ont indiscutablement été marquées par un vif accroissement de l'intérêt général pour l'électricité solaire et ses possibilités d'utilisation, avec des bonheurs divers suivant la période et les pays.

Avec le recul, on peut noter en effet que l'intérêt des décideurs est inversement proportionnel à la part de l'énergie nucléaire dans la production nationale d'électricité, qu'il augmente de façon incontrôlée pendant les périodes de crise énergétique, et qu'il se manifeste parfois de façon plus organisée mais tout aussi éphémère pendant les périodes électorales.

Bien qu'universellement appréciée pour ses qualités écologiques, l'électricité solaire et ses véritables possibilités restent encore aujourd'hui relativement mal connues du grand public. Il en résulte souvent un décalage entre l'ambition des attentes et la taille des réalisations.

De plus l'électricité solaire n'étant pas une discipline en soi, elle a longtemps été boudée pour ne pas dire méprisée par les chercheurs scientifiques, l'académie et le corps enseignant, et franchement ignorée des milieux industriels et de l'establishment économique.

Une abondante littérature a surgi au début des années 80 pour répondre vite au soudain engouement pour "le solaire" suscité par la peur du renchérissement des énergies fossiles et du danger des énergies fissiles. Il en est résulté une profusion d'articles, revues et ouvrages qui tenait plus de la sensibilisation du plus grand nombre que de la formation spécialisée de professionnels.

Le boom de ce secteur économique a saisi la France depuis le décret du 16 Juillet 2006. En effet notre pays octroie un tarif d'achat de l'électricité extrêmement favorable lorsque les modules sont intégrés au bâti (60 c€ /kWh) avec une indexation sur l'inflation à la date de signature du contrat. Le contrat de 20 ans garanti par l'Etat, ajouté à un crédit d'impôt très attractif pour les particuliers en font un des investissements les plus rentables en France aujourd'hui.

A cause de la nature aléatoire, diluée et décentralisée de la source énergétique, l'utilisation rationnelle de l'énergie solaire est un exercice difficile qui ne rentre ni dans les schémas de pensée ni dans les méthodes de travail des grands groupes énergétiques.

Les nouvelles générations d'ingénieurs qui auront à faire face notamment aux problèmes d'électrification rurale des pays en voie de développement, et qui donc feront un retour vers le passé, ou se plongeront dans des univers culturels différents, devront dans la palette de leurs outils, connaître les possibilités et les limites d'une technique qui exploitée rationnellement parmi d'autres, contribuera à un développement harmonieux et durable.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

AVANT PROPOS

L'utilisation massive des énergies fossiles et fissiles, même si elle a envahi tout le champ de l'activité des hommes d'aujourd'hui, reste un épiphénomène à l'échelle de l'histoire humaine; elle apparaît à travers deux petits pics, l'un au cours du 19è siècle avec le charbon et la découverte des machines à vapeur, l'autre au 20è siècle avec le pétrole, le gaz et le nucléaire. Sur la base des consommations actuelles et des taux de croissance, l'AIE a prédit la date prévisible de l'extinction des ressources stock : 2 030 pour le pétrole, 2050 pour le gaz, 2 080 pour le nucléaire classique, et 2 200 pour le charbon.

Or, pour servir les besoins des nations pauvres qui représentent plus des deux tiers de la population, le monde a besoin de se forger une nouvelle stratégie énergétique, qui pour respecter l'environnement global, devra d'abord reposer sur la sobriété et l'efficacité énergétique et inéluctablement utiliser les sources renouvelables.

L'irradiation solaire annuelle sur l'ensemble de la planète au niveau de la mer (754 million de TWh) représente plus de 5 400 fois l'énergie que nous consommions en 2004 (environ 12 Gtep ou 139 000 TWh [1]). Sur le long terme - environ 50 ans - le potentiel extractible des différentes sources d'énergie renouvelable pourrait en pratique couvrir la consommation mondiale actuelle : la photosynthèse au premier chef avec 6 Gtep (70 000 TWh), puis le vent avec 1,7 Gtep (20 000 TWh), la grande hydraulique 14 à 20 000 TWh, dont le potentiel théorique mondial est d'environ 40 000 TWh, le solaire installé sur les toits des bâtiments industriels, commerciaux, tertiaires et domestique 0.25 G tep (2 900 TWh dont 2 300 de thermique et 600 de photovoltaïque), et la géothermie des couches profondes 0.2 Gtep (2 300 TWh).

Jusqu'à la fin des années 80, les forces de changement venaient de réactions négatives aux deux chocs pétroliers. Depuis une quinzaine d'années, le changement est poussé par la nécessité positive de stabilisation du climat de la planète et depuis peu, il est tiré par les opportunités alléchantes d'investissements dans des systèmes de production d'énergie plus performants, plus propres et plus efficaces.

L'une des plus belles inventions du siècle dernier est presque passée inaperçue : il s'agit de la conversion directe de l'énergie lumineuse en électricité. Par l'étendue de ses applications et la diversité des services rendus par de petites sources autonomes d'électricité, le module solaire photovoltaïque n'a pas fini de nous étonner.

Jusqu'en 1997, la technologie modulaire du photovoltaïque pouvait laisser croire à son développement spontané par la conquête progressive de niches de marchés dans les pays développés, à travers des applications professionnelles (bornes téléphoniques d'appels d'urgence, télédétection, alarme, balisage, relais télécom., etc...). Les profits réalisés sur les premières niches permettant de développer au fur et à mesure, des niches plus vastes. En d'autres termes, à la différence des technologies lourdes et centralisées comme le nucléaire (EPR) ou comme la fusion thermonucléaire (ITER), l'industrie photovoltaïque n'aurait pas eu besoin de l'argent public et de l'Etat pour se développer...

A suivre ce raisonnement, avec des taux de croissance « naturels » de 15 % par an, il aurait fallu encore attendre 2015 pour que la production mondiale annuelle atteigne 1 000 MW/an. Autrement dit, la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire serait restée un gadget, ou au mieux l'énergie pour les sites isolés quand on n'a vraiment pas le choix !...

[1] 1Mtep = 1,3 Mtec = 11,680 TWh = 11,680 10^9 kWh = 42 10^9 MJ (Mégajoules).

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

Cette vision hélas, était encore celle des décideurs en France en 2005. Or le monde avait bougé entre temps: des actions politiques d'envergure nous sont venues d'abord du Japon, puis de l'Allemagne, et plus récemment de l'Union Européenne. En 2008, pour la neuvième année consécutive, une croissance supérieure à 40 % portait la production mondiale de cellules à 7 910 MWc[2] !

En 2008, le cumul des productions depuis 1978 – début de l'activité photovoltaïque terrestre - s'établissait à **20 700 MWc** dont 5 700 (27,5 %) produits au Japon, 5 590 (27 %) en Europe, 1 790 (8,6 %) aux USA, et 7 400 (35,7 %) dans le reste du monde, essentiellement depuis la Chine et Taiwan. Ce cumul représente en puissance crête installée, l'équivalent de seize tranches nucléaires mais en production énergétique annuelle, seulement 25 000 GWh (environ trois tranches nucléaires) car le productible du solaire n'est que de 1 200 h par an au lieu de 6 600 heures pour le nucléaire. Le prix de vente moyen des grands modules au silicium cristallin s'établissait entre 2,5 et 3,3 €/Wc dépendant des quantités. Il baisse de 20 % chaque fois que double la production cumulée. Le silicium cristallin est encore la technologie dominante avec près de 90% de part de marché.

Depuis la découverte des propriétés photovoltaïques du silicium amorphe hydrogéné (a-Si:H) à l'université de Dundee, en 1975, les scientifiques et les industriels du monde entier ont déployé une intense activité dans le domaine des films minces. Cet engouement subi était dû principalement au fait que ces films ont un coefficient d'absorption de la lumière solaire de plusieurs ordres de grandeur supérieur à celui du silicium cristallin et qu'ils sont souvent produits directement à partir de la phase gazeuse. Ainsi, un module photovoltaïque en films minces peut-il être réalisé en une couche 400 fois plus mince qu'une cellule photovoltaïque cristalline et avec une surface 40 fois plus grande. Il semble naturel d'en conclure que les coûts devraient être beaucoup plus faibles, la disponibilité des matériaux de base plus grande et le procédé de fabrication des modules plus simple.

D'ailleurs, la démarche naturelle d'un chercheur qui aujourd'hui, reprendrait le travail à zéro pour développer une cellule photovoltaïque, consisterait certainement à partir d'une surface ou de films minces plutôt que d'un cristal fondu transformé en lingot et découpé en plaquettes au prix de trois mises en forme coûteuses en énergie et de la perte de sciage de matériau précieux. A priori, cette hypothèse de départ semble la bonne, personne ne le conteste… Mais il se trouve que dans le monde des technologies, la vie réelle n'est pas à l'image de la logique scientifique. Le développement technologique est en réalité un long processus qui s'élabore à partir d'une chaîne de savoir-faires, où chaque génération ajoute sa contribution aux acquis développés par ses prédécesseurs. Il en va ainsi pour la plupart des technologies où tout challenger part avec un handicap d'autant plus grand que la technologie à détrôner est plus mature.

Concernant l'industrie photovoltaïque, comment le silicium cristallin peut-il avoir autant de succès ? Sa largeur de bande interdite (son "gap") est en effet, légèrement trop faible pour le spectre solaire, et le caractère indirect des transitions - en raison de la structure atomique du silicium cristallin - donnent un faible coefficient d'absorptions nécessitant par conséquent une forte épaisseur de matériau pour absorber tout le spectre solaire.

Parce que, depuis le développement du transistor en 1957, le silicium cristallin est le semi-conducteur le mieux connu dans tous ses aspects, tant dans ses caractéristiques atomiques intimes que dans son usinage pour la production à grande échelle. Aussi peut-être, parce qu'au temps de la conquête spatiale américaine à la fin des années 60, on ne savait pas faire les cellules solaires autrement qu'avec les techniques élaborées par l'industrie des semi-conducteurs. Parce qu'enfin la communauté des chercheurs dans ce domaine, se chiffre en dizaine de milliers…alors que dans le domaine des films minces, ils ne sont que quelques centaines d'individus.

[2] La puissance crête d'un module photovoltaïque s'exprime en Wc (Watt-crête). C'est la puissance qu'il peut fournir s'il est branché sur sa charge optimale et soumis à un éclairement solaire de 1000 W / m² (spectre AM 1.5) alors que la température des cellules est de 25 °C. Source Photon International de Mars 2009.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

Mais la règle économique n'a pas toujours le dernier mot. On sait que les tubes cathodiques qui n'ont cessé de voir leur coût diminuer au fur et à mesure que progressaient les écrans plats en films minces, ont subitement disparu des étals de nos supermarchés en 2006, comme des dinosaures...

Les cinq raisons du succès actuel de la technologie du silicium cristallin massif sont les suivantes:

- Matériau semi-conducteur le mieux connu et savoir-faire bien répandu
- Rendements photovoltaïques satisfaisants (modules de 13 -16 %)
- Sécurité dans les procédés de fabrication des cellules et modules
- Rapport coût/rendement adéquat pour les segments de marché des sites isolés (le tiers du coût d'un système à 12 € /Wc)
- Durabilité élevée de la structure cristalline (garantie de performance généralisée à 20 - 25 ans par la plupart des constructeurs)

Les deux raisons pour lesquelles des limitations sont à prévoir sur le moyen terme sont:

- Indisponibilité de la matière de base en volume important à une pureté et un coût compatible avec les décroissances de prix attendues. Aucun procédé simplifié n'est pour l'instant parvenu à rivaliser industriellement avec le procédé Siemens, standard de fabrication du silicium électronique.
- Le format réduit de chaque élément (surface unitaire inférieure à 200 cm^2) et la capacité actuelle des équipements de production limiteront la réduction des coûts à un niveau asymptotique de 1 €/ Wc.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

L'électricité photovoltaïque

Les modules solaires photovoltaïques proviennent d'une technologie fiable et éprouvée. Directement dérivés de l'ère spatiale au début des années 70 - la société Solarex, pionnière du photovoltaïque terrestre a été créée en 1973 par Joseph Lindmayer et Peter Varadi - ils ont petit à petit envahi le champ des applications terrestres et jouent un rôle majeur dans l'alimentation électrique de sites isolés où l'autonomie du système est rendue nécessaire par des contraintes économiques, environnementales, ou de sécurité.

Bien que l'électricité solaire ait prouvé entre 1975 et 1995 qu'elle pouvait être la source la plus adaptée pour les sites isolés (villages africains) et la source préférée pour les besoins où le niveau de fiabilité est extrême (faisceaux hertziens), malgré des efforts soutenus pour baisser les coûts de production par des innovations techniques, les volumes sont restés insuffisants pour précipiter les économies d'échelle de production qui permettraient une utilisation de cette technique comme source énergétique de complément ("Sunbelt" aux USA) ou de remplacement des gros diesels dans les pays dépourvus de réseau.

Il semble maintenant parfaitement clair que le déploiement de cette filière et des modalités de sa diffusion massive, doit se faire par la réglementation (tarification, aides à l'investissement, certificats verts) imposée par les pays les plus volontaristes, et la baisse des coûts de production viendra principalement des volumes de vente, grâce à des méthodes de standardisation (volume - prix).

A la question, l'électricité solaire représentera-t-elle un jour une part significative de la production d'électricité dans le monde ? La réponse est sûrement oui. D'ailleurs, dans une étude publiée en juin 2009, l'EPIA affirme que le photovoltaïque, en fonction de différents scénarios, pourrait satisfaire entre 4% et 12% de la demande d'électricité en Europe d'ici 2020. Et elle le sera à partir d'une multitude diffuse de producteurs/consommateurs privés reliés par les réseaux existants, plutôt qu'à partir de centrales solaires de grandes tailles.

Dans ce document, nous validons nos éléments de réponse en décrivant l'actuelle segmentation du marché mondial et son évolution prévisible pour les prochaines années. On y explique la bonne adéquation de la technologie du silicium cristallin aux segments des grandes centrales en plein champ, l'électrification des villages isolés et des applications professionnelles, ainsi que la meilleure adaptation de la technologie des films minces au marché de la micro-puissance d'intérieur, de la mini-puissance d'extérieur et au marché gigantesque qu'ouvre l'intégration au bâti. On y montre aussi l'influence déterminante des choix politiques pour accélérer le développement de cette filière à travers les exemples japonais, allemand et français.

Les technologies de production de cellules sont décrites et comparées. Les différentes technologies de cellules en couches minces actuellement en concurrence sont rappelées. Les principaux fabricants de modules photovoltaïques sont brièvement décrits par pays dans le contexte de leur taille, culture et technologie.

Les volumes de produits vendus ainsi que leur prix de vente unitaire sont récapitulés pour les 30 dernières années, permettant de calculer un facteur d'apprentissage, paramètre clé contribuant à l'évaluation des baisses de coûts prévisibles dans le futur proche.

Enfin nous élaborons une prospective à l'horizon 2050 pour la couverture des besoins mondiaux en électricité par l'électricité solaire, en comparaison avec la grande hydraulique et avec le grand éolien.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

1 Le potentiel solaire

De manière générale le potentiel extractible total des différentes sources d'énergies renouvelables (solaire direct, hydraulique, éolien, biomasse) est tout a fait commensurable avec les besoins de la consommation mondiale d'énergie primaire.

Le Soleil, bien que distant de 150 millions de kilomètres de notre planète, est assurément notre plus grande source d'énergie. Les réactions nucléaires qui ont lieu dans le soleil entretiennent et renouvellent en permanence cette source d'énergie.

De cette fabuleuse source de rayonnement (174 000 TW ou 342 W /m² permanent hors atmosphère), 25% environ se trouve immédiatement réfléchi dans l'espace par l'atmosphère sous forme de rayonnement visible (85 W/m²), 20 % est absorbé dans l'atmosphère (68 W/m²), 6% est réfléchi par la surface de la terre (20 W /m², essentiellement par les océans), les 50 % restant parviennent à atteindre la surface de la terre et sont donc susceptibles d'être convertis en énergie solaire (169 W /m² équivalent à 86 000 TW, flux solaire au niveau de la mer, soit 65 000 Gtep, environ 6 500 fois la consommation mondiale d'énergie primaire de l'an 2000, ou en d'autres termes, l'irradiation solaire au niveau de la mer nous apporte en un peu plus d'une seconde la totalité des besoins énergétiques annuels de la planète).

Le rayonnement infrarouge émis par la terre du fait de sa température (15°C en moyenne), est en grande partie absorbé par l'atmosphère (effet de serre) et renvoyé dans l'espace. Les 25 % restants sont la source de l'évaporation (10%), de l'énergie cinétique des vents (0.10 %), de la photosynthèse (0.06%) et de la géothermie renouvelable (0.01%).

Après la maîtrise de l'énergie, le développement des énergies renouvelables représente la seconde marge de manoeuvre importante vis à vis des problèmes d'épuisement des sources fossiles, de changements climatiques, et des risques nucléaires.

Le Tableau 1 est une tentative pour décrire comment l'énergie solaire disponible au niveau de la mer pourrait se traduire en termes d'énergie thermique, mécanique ou électrique utilisable.

Bilan annuel des échanges	**TWh/an**	**TW** [3]	**%**	**Taux de récupération**	**Récupérable (TWh /an)**	
Flux solaire hors atmosphère	1 524 351 592	174 013	100,0000%			
Flux solaire niveau de la mer	**754 364 331**	**86 115**	**49,4876%**	**0,017 %**	**124 652**	**100,00%**
Réflexion vers l'espace	1 064 455 000	121 513,1	69,8300%			
Rayonnement absorbé	2 402 910 000	274 304,8	157,6349%			
Rayonnement IR ré-émis	2 402 910 000	274 304,8	157,6349%			
Evaporation / convection	350 000 000	39 954,3	22,9606%			
Vent	**3 300 000**	**376,7**	**0,2165%**	**1,000 %**	**33 000**	**26,47%**
Photosynthèse	**1 056 110**	**120,6**	**0,0693%**	**6,774 %**	**71 540**	**57,39%**
Géothermique	**260 000**	**29,7**	**0,0171%**	**0,885 %**	**2 300**	**1,85%**
Hydro-électricité	**36 000**	**4,1**	**0,0024%**	**40,889 %**	**14 720**	**11,81%**
Potentiel TH toits solaires	**25 740**	**2,9**	**0,0017%**	**10,000 %**	**2 574**	**2,06%**
Potentiel PV toits solaires	**5 148**	**0,6**	**0,0003%**	**10,004 %**	**515**	**0,41%**
Marées	**26 280**	**3,0**	**0,0017%**	**0,010 %**	**3**	**0,00%**
Consommation mondiale	**111 964**	**13**	**0,0073%**		**111 964**	**89,82%**

Tableau 1 : Flux solaire annuel et répartition des sources d'énergies renouvelables

Quand on examine de près les scénarii prospectifs on constate que les principales contributions attendues sont la **biomasse, l'hydraulique et l'éolien**.

[3] Il s'agit ici d'une unité d'énergie (1TW= 1TWan /an= 8 760 10^9 kWh /an = 750 Mtep.) utilisée par commodité pour manipuler de très grands nombres

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

Sur le long terme - environ 50 ans - le potentiel extractible des différentes sources d'énergies renouvelables pourrait **en pratique** couvrir la consommation mondiale de 10 Gtep (116 000 TWh) – à condition que celle-ci n'augmente pas.

- la photosynthèse au premier chef avec 6 Gtep (70 000 TWh),
- puis le vent avec 1,7 Gtep (20 000 TWh),
- la grande hydraulique 1,2 Gtep (14 000 TWh), le potentiel théorique mondial est d'environ 36 000 TWh et le potentiel exploitable de 14 000 TWh
- le solaire installé sur les toits des bâtiments industriels, commerciaux, tertiaires et domestique 0.25 G tep (2 900 TWh dont 2 300 de thermique et 600 de photovoltaïque) [4],
- et la géothermie des couches profondes 0.2 Gtep (2 300 TWh).

2 Brève histoire des photopiles

Le physicien français *Antoine Becquerel* (1788-1878) décrivit le premier l'effet photovoltaïque en 1839, et *Albert Einstein* en expliqua les mécanismes en 1912, mais cela resta une curiosité scientifique de laboratoire jusque dans les années 50. Becquerel découvrit que certains matériaux délivrent une petite quantité d'électricité quand on les expose à la lumière. L'effet fut étudié dans les solides tels que le Sélénium par *Heinrich Hertz* dès les années 1870. Avec des rendements de l'ordre de 1%, le sélénium fut rapidement adopté par les photographes comme luxmètre.

De rapides progrès furent obtenus dès les années 1950 par les équipes des *Bell Laboratories* qui fabriquèrent la première cellule au silicium cristallin de rendement 4 % à partir du procédé de tirage *Czochralski*. Ce furent en fait les programmes spatiaux qui donnèrent à cette technique ses premières applications commerciales. En 1958 le satellite artificiel américain *Vanguard* emportait un petit panneau de cellules solaires pour alimenter sa radio. Elles fonctionnèrent si bien que les générateurs solaires ont depuis fidèlement accompagné la conquête spatiale et ce sont des centaines de milliers de cellules solaires qui nous permettent aujourd'hui de communiquer par téléphone et par télévision d'un continent à l'autre.

L'industrie des semi-conducteurs contribua largement au développement des cellules solaires. Après tout, une cellule solaire classique n'est rien d'autre qu'une grande diode au silicium ayant la surface de la totalité de la plaquette sur laquelle elle est déposée. La taille des photopiles accompagna d'ailleurs la progression de la dimension des "wafers" de l'industrie des circuits intégrés, de 2 pouces dans le début des années 70, à 3 pouces à la fin des années 70, 4 pouces au début des années 80, avant de s'émanciper par la découverte de la croissance de lingots multicristallins parallélépipédiques qui donnèrent des plaquettes carrées de 10 cm de côté, et qui atteignent aujourd'hui couramment 15,6 cm de côté.

Jusqu'au milieu des années 70, les photopiles étaient vraiment trop chères pour être économiquement utilisées sur terre. Ce n'est que depuis le deuxième choc pétrolier au début des années 80 qu'un intérêt véritable s'est rapidement manifesté à travers le monde pour les applications énergétiques terrestres des photopiles. La baisse constante du prix de l'énergie qui a suivi cette période de crise a ralenti les développements, mais comme nous allons le voir, même si on est encore loin d'une source compétitive d'énergie de remplacement, rien ne peut plus arrêter les progrès de cette filière. On est même en droit de penser qu'elle aura dans les pays dépourvus de réseau, des répercussions sociales aussi importantes que celles de l'invention de la roue et plus récemment de la révolution informatique à laquelle elle s'apparente d'ailleurs sur bien des points.

[4] Avec un ensoleillement annuel de 1 500 kWh/m²/an et un rendement moyen de conversion PV de ~13% (modules commerciaux actuels en silicium) on peut calculer que la **consommation électrique** mondiale actuelle de 15 000 TWh/an correspondrait à une couverture de seulement 0,015 % de la surface au sol. Cette estimation à maxima montre en tout cas qu'il n'est pas nécessaire de couvrir tous les déserts de panneaux solaires, ou de concurrencer les terres agricoles, pour récupérer une énergie solaire directe satisfaisant une fraction significative de notre consommation énergétique. Par exemple, l'énergie solaire directe récupérable seulement sur les toits des bâtiments industriels, commerciaux, tertiaires et domestiques existants peut être estimée à 3 000 TWh/an (dont 2 300 de thermique et 700 de photovoltaïque).

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

3 Forces et faiblesses

La conversion directe de l'énergie solaire en électricité est un problème scientifiquement résolu et techniquement en progrès constant. A la fin 2008, un cumul de 15 000 MWc de panneaux solaires à usage terrestre avaient été installés dans tous les pays du monde, principalement en Allemagne, au Japon, en Espagne et aux Etats-Unis grâce au développement fulgurant de la connexion au réseau.

L'énergie solaire photovoltaïque possède un certain nombre de caractéristiques qui répondent bien aux problèmes de notre temps :

- d'abord et conformément aux voeux des ingénieurs des années 60, la source énergétique est bien d'origine ... nucléaire, mais elle se trouve à 150 millions de km de distance avec en prime le retraitement des déchets intégré et une durée de vie qui se chiffre en milliards d'années...
- chacun de nous dispose de la source à sa porte, les plus privilégiés pouvant se targuer d'en posséder trois fois plus que les plus démunis, les premiers cités étant paradoxalement les plus pauvres.
- les technologies actuelles utilisent le silicium comme matériau de base; deuxième élément de la croûte terrestre en abondance, il est dérivé du sable et sa mise en œuvre est inoffensive.
- les installations sont silencieuses, non polluantes et demandent peu de maintenance.
- grâce à leur construction modulaire, les systèmes photovoltaïques offrent la flexibilité de sources d'énergie décentralisées où la production peut se faire sur le site d'utilisation, de quelques dizaines de watts à quelques dizaines de MW.
- à l'instar de nombreuses autres industries, les produits photovoltaïques obéissent à la loi de Verdoorn suivant laquelle chaque décuplement de la production cumulée s'accompagne d'une réduction par un facteur deux des coûts unitaires des objets produits.
- en revanche, à l'encontre des sources traditionnelles d'énergie, les systèmes photovoltaïques ne suivent pas de loi d'économie d'échelle dans leurs coûts d'installation. C'est donc une industrie créatrice d'emplois en aval dans l'installation et le service, proportionnellement à la puissance installée.

La filière photovoltaïque présente aussi quelques inconvénients qu'on ne peut pas ignorer:

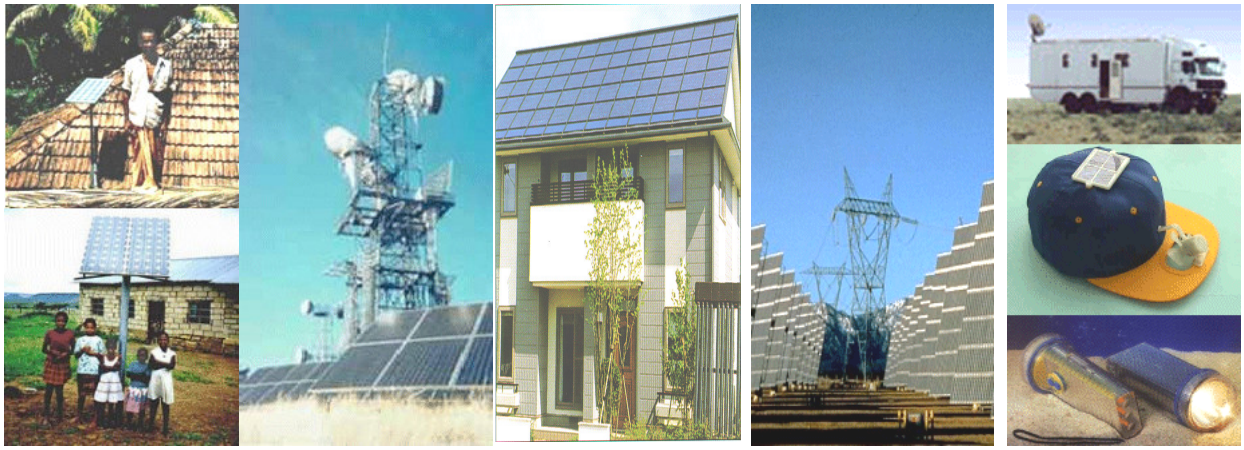
- la source est diluée (100 à 1000 W /m²)
- elle est périodique et aléatoire
- elle ne se stocke pas facilement
- le facteur de charge est faible (2000 h d'ensoleillement par an en Afrique correspondent à un facteur de charge de 0.25 et 1000 h en Allemagne, à seulement 0.12).
- les rendements photovoltaïques sont faibles (5 à 15% suivant les technologies)
- les coûts de production restent encore très élevés par rapport aux filières classiques

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

4 Le marché

4.1 La segmentation du marché

La Figure 1 illustre par segment de marché, le volume des installations mondiales de modules photovoltaïques en 2007, le taux de croissance annuel et le cumul depuis 1978.



Systèmes isolés grand public	Systèmes isolés professionnels	Connexion au réseau distribuée	Centrales solaires	Modules pour grand public
VOLUME 103 MW CROISS. 14% CUMUL 836 MWc	VOLUME 84 MW CROISS. 14% CUMUL 675 MWc	VOLUME 2000 MW CROISS. 21 % CUMUL 5965 MWc	VOLUME 300 MW CROISS. 178 % CUMUL 726 MWc	VOLUME 39 MW CROISS. 10 % CUMUL 398 MWc

TOTAL en 2007 VOLUME : 2 526 MW CROISSANCE : +20 % CUMUL : 10 826 MWc

Figure 1 : Segmentation du marché solaire photovoltaïque en 2007

Nous avons en fait divisé le marché en six catégories :

- Grand public intérieur (< 1Wp)
- Grand public extérieur (< 50Wp)
- Professionnel isolé (1 Wp à 10 kWp)
- Habitat isolé (100 Wp à 10 KWp)
- Connexion réseau distribué (1 kWp à 100 kWp)
- Centrales solaires (> 100 kWp)

Les trois premiers segments sont représentatifs d'un marché non subventionné avec des clients solvables; en 1996 ils comptaient pour 43 MW (50 % du volume total de 87 MW). En 2007, ils ne comptaient plus que pour 11 % d'un volume cumulé total de 10 800 MW.
Les trois derniers segments représentent les marchés subventionnés par des moyens variés (aides à l'investissement, crédit d'impôt, tarifs aidés, certificats verts,…); en 1996, ils représentaient 44 MW (50 % du volume cumulé). En 2007, ils comptaient pour 9 630 MW (soit 89 % du volume cumulé total).

En fait, depuis l'an 2000, la situation a considérablement changé. Le phénomène marquant est l'envol spectaculaire du segment de la connexion au réseau principalement tiré par les lois votées par les gouvernements du Japon dès 1993, de l'Allemagne à partir de l'an 2000, de l'Espagne, de l'Italie et plus récemment de la France (2006).

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

La Figure 2 illustre bien ce phénomène.

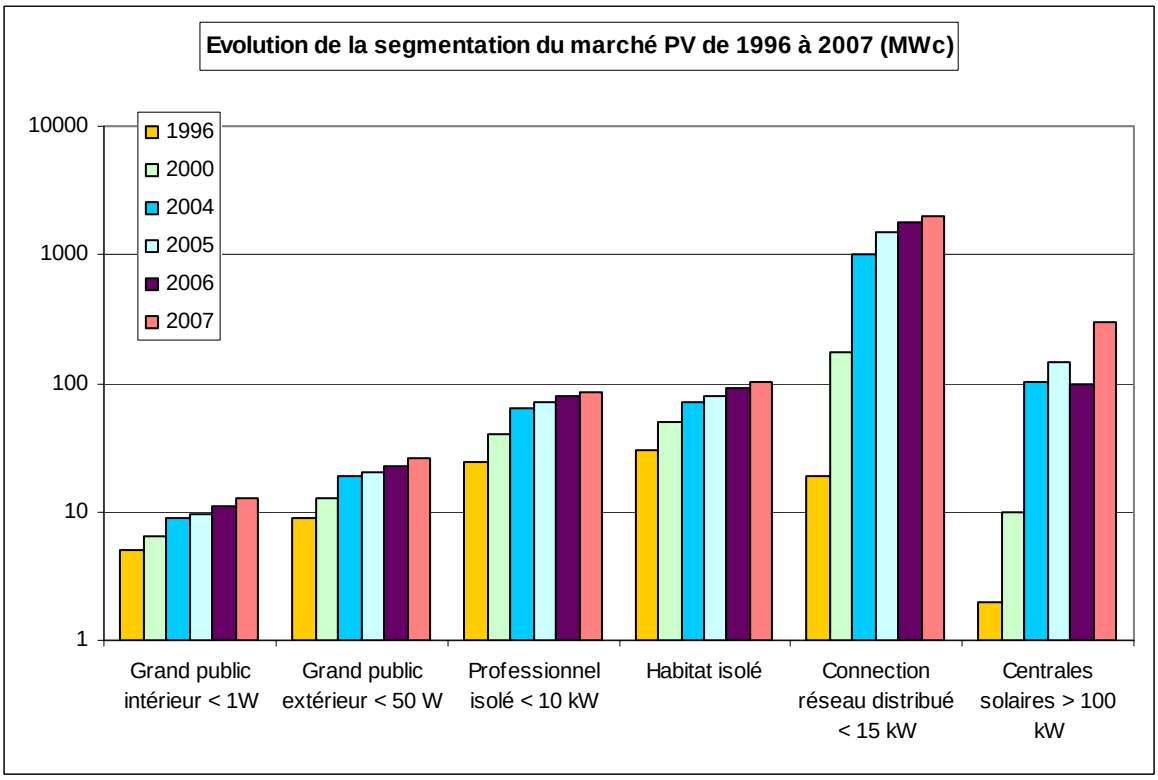


Figure 2 : Evolution des différents segments du marché mondial des modules PV : installations 1996-2007 en MW /an (Echelle logarithmique, Source IEA-PVPS + Cythelia)

En même temps que les ventes croissent très vite grâce à ces programmes fortement subventionnés, on constate une diminution relative des « vrais marchés », situation assez risquée pour la profession qui, dans un premier temps (à la veille d'élections) fait du « lobbying » auprès des politiques et dans un deuxième temps s'inquiète à juste titre des conséquences désastreuses que le non renouvellement de tarifs d'achat jugés trop favorables, aurait sur toute l'industrie. Les décisions prises récemment en Espagne illustrent parfaitement ce propos, puisqu'après une année 2008 où le pays s'est hissé au premier rang du marché mondial avec 2,5 GWc installés, l'Etat a décidé de limiter les installations à 500 MWc en 2009, entraînant ainsi de nombreuses faillites et la mise au chômage de trente cinq mille personnes.

4.1.1 Produits grand public à usage intérieur

Il s'agit de micro-modules de puissance inférieure à 1 Wc, dont la quasi totalité utilise les technologies des films minces (silicium amorphe-a-Si :H dont Sanyo est leader incontesté).Ce segment qui fit la gloire des sociétés japonaises au début des années 80, n'a une croissance moyenne que de 8 % par an et n'entre pas toujours dans les statistiques officielles dans la mesure où il ne peut être quantifié en termes de Watts crête, mais en termes de surface (puisque la puissance électrique délivrée ne l'est pas sous un soleil mais sous quelques centaines de lux).

4.1.2 Produits grand public à usage extérieur

Il s'agit de modules de puissance inférieure à 50 Wc, pour les applications de camping, boating caravaning, alarmes, sécurité, lampes de jardin, etc… dont encore plus de la moitié utilise la technologie du silicium cristallin. Ce segment a une croissance moyenne de 10 % par an et verra progressivement les technologies films minces se substituer entièrement aux technologies

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

traditionnelles pour des raisons de meilleure intégration permise par la plus grande flexibilité de taille, de forme et de tension. Il s'agit souvent d'améliorations de produits existants en les rendant autonomes (marché dit des OEM : Original Equipment Manufacturer)

4.1.3 Applications professionnelles isolées

C'est essentiellement le marché des télécommunications; aide à la navigation fluviale, maritime, aérienne; signalisation et sécurité routière; protection cathodique; télémétrie; clôtures électriques ; environnement.… Ce segment a eu une croissance constante de 10 à 15 % par an et reste le marché solvable le plus stable encore aujourd'hui. L'introduction prématurée des modules en couches minces dans ce secteur très pointilleux sur la qualité, a laissé des traces et une réputation de non fiabilité qui n'est sans doute plus justifiée aujourd'hui.

4.1.4 Habitat isolé

Il s'agit typiquement des installations autonomes allant de 100 Wc à 10 kWc pour le pompage, le froid, la ventilation, l'irrigation, l'éclairage, la santé, l'artisanat…toutes applications vitales pour les pays en voie de développement. Segment ayant une croissance variable de 10% à 20 % en moyenne, avec des hauts et des bas dépendant des programmes publics d'aide au développement rural. Ce segment représentait 38 % du marché global en 1996 et n'en représentait plus que 4 % en l'an 2007 à cause du décollage phénoménal du segment de la connexion au réseau. Les obstacles à une dissémination plus rapide du PV dans ce marché ne sont plus d'ordre technologique mais d'ordre socio-économique[5] .
Les besoins d'appareils solarisés en pré-électrification rurale sont relatifs:

- à l'activité domestique : l'éclairage, les chargeurs d'accus, la radio/ télé, la ventilation, le froid, la téléphonie rurale,
- à l'activité agricole : pompage / irrigation ; épandeurs d'insecticides ; séchage des produits alimentaires.
- à l'activité artisanale : pompage, moulin à mil, tank à lait, machine-outil, électronique

Le métier d'ensemblier laisse malheureusement peu de place pour le développement de produits adaptés aux conditions d'utilisation locales. Les producteurs de modules, accaparés par leurs problématiques industrielles n'ont par le passé, pas eu beaucoup de succès avec les produits solarisés.
Par ailleurs, de plus en plus, les pays en développement réclament de l'intégration sur leurs territoires afin de contribuer à créer de l'activité économique et de capitaliser du savoir-faire localement. Les bailleurs de fond sont très sensibles à cet argument et financent plus volontiers les projets indigènes. Il y a donc un véritable besoin de développeur de produits et une place à prendre en France pour la création de sociétés locales sur ce créneau encore peu occupé.

4.1.4.1 Courant alternatif ou courant continu ?

Nous n'avons rien dit sur les appareils qui utilisent cette énergie électrique décentralisée. En deux mots, on peut dire que deux écoles ont encore tendance à s'affronter tant que le marché n'aura pas définitivement tranché pour l'une ou pour l'autre :

- la solution courant continu basse tension est encore la plus fréquente aujourd'hui avec une tendance à la normalisation à 24 V. Elle ne présente d'avantages pour l'utilisateur que du point de vue de sa consommation. En effet, la plupart des appareils vendus pour le solaire ont été particulièrement soignés pour consommer le moins possible. Ils sont malheureusement souvent jusqu'à deux fois plus chers à l'achat, et ne peuvent que rarement être dépannés ou remplacés localement. Ils représentent temporairement un business pour celui qui sait où les

[5] Hill R., Guimaraes L. and Lorenzo E., Proc.10th ECPVSEC, April 1991, Lisbon, pp.1361-1366, Kluwer Academic Publishers.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

acheter au meilleur prix et comment en assurer la maintenance locale, mais quand se généralisera l'électricité solaire domestique, pour des raisons pratiques, il se peut bien qu'ils disparaissent au profit de la solution de facilité à courant alternatif.

- Il y a les appareils standards à courant alternatif, que l'on peut trouver sur le marché local et dont on est assuré du service après vente. Cette approche nécessite un onduleur; grâce en particulier au marché des chalets isolés en Suisse, les onduleurs solaires ont fait de très grands progrès; typiquement de très bons onduleurs sinusoïdaux ayant d'excellents rendements coûtent environ 700 € / kW. Ils ne rajoutent donc que moins de 6 % au prix du kWc installé et ils permettent de produire de façon fiable, du courant banalisé 220 V / 50 Hz. Comme les appareils du commerce les plus répandus (éclairage, Radio, T.V., réfrigérateurs) ne sont pas spécialement économes, ils nécessitent une puissance supplémentaire de panneaux d'environ 30 %. Ceci augmente le prix du kW installé d'environ 1 000 €. Le prix du générateur électrique augmente donc de 15 à 20 % environ (suivant les puissances mises en jeu).

En fait, une petite révolution s'est accomplie silencieusement ces dernières années, qui touche de plein fouet la distribution d'énergie électrique par courant alternatif, donc plus de 90% du réseau électrique mondial. De plus en plus de récepteurs utilisent un redresseur à l'entrée (diode /condensateur); ces récepteurs fonctionnent donc en interne avec une tension continue d'entrée de 310 V (crête de la sinusoïde du réseau 220V alternatif). La raison de ce changement est simple : les anciens chargeurs (téléphone portable, outillage, …) comportaient un transformateur relativement lourd et volumineux, alors que les nouvelles alimentations sont petites, légères et chauffent peu. Poids et prix s'en trouvent diminués et le rendement amélioré. Cette révolution a été rendue possible par les progrès des composants électroniques, notamment les MOS-FET. Pour les réseaux autonomes, la question de passer directement au 310 Vcc pourrait éventuellement se poser, d'autant qu'elle permettrait beaucoup mieux le mélange de différentes sources (par ex. groupes électrogènes ou éolien avec photovoltaïque), alors que les distorsions dues aux systèmes capacitifs rendent le mélange très difficile en courant alternatif, surtout si une partie est générée par onduleur. La discussion est donc ouverte...

4.1.5 Bâtiments connectés au réseau

Il s'agit de la connexion au réseau basse tension de générateurs domestiques dont la taille varie entre 1 et 15 kWc installés sur les habitations privées des pays industriels engagés dans le processus de Kyoto. Ce segment de marché était encore quasi-inexistant en 1996 (voir Figure 2).

L'intégration esthétique du PV aux toitures et façades des immeubles représente le challenge des années à venir. C'est un segment qui croît à un rythme supérieur à 60 % par an dans les pays où la législation encourage la tarification verte. A priori, on pourrait penser que les pays les plus favorisés sont ceux dont la consommation de pointe est en phase avec le gisement solaire (Espagne ou "Sun-belt aux USA")[6]. En fait, les faits récents ont montré que le facteur déclenchant est purement politique.

4.1.6 Centrales solaires

Historiquement, la croissance de ce segment dépendait des programmes d'expérimentation des "utilities" et des gouvernements. La production centralisée a dès le début des années 80 été reconnue aux USA comme un moyen de baisser les coûts des composants en les standardisant. Les compagnies italiennes, allemandes, suisses et espagnoles ont mis en oeuvre des programmes de démonstration similaires de un à quelques MWc qui n'ont eu jusqu'à présent pour effet que de démontrer que le courant électrique photovoltaïque était quatre à cinq fois trop cher et devait être manipulé avec précautions ... En fait, comme il a été dit plus haut, la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire ne présentant pas d'effet d'échelle dans les coûts d'installation, la construction de grandes centrales n'a

[6] Jack L. Stone & R.W. Taylor, NREL, Proc.11th ECPVSEC, pp.1423-1426.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

donc pas de justification économique évidente. Pourtant, nous avons pu observer un développement important de ces projets en Allemagne et de manière encore plus marquée ces deux dernières années en Espagne. De même, aux Etats-Unis, les « utilities » mettent en place des projets de plusieurs centaines de MWc. Nous ne savons où nous mènera cette course au gigantisme mais elle est en tout cas le signe que même dans le solaire, la logique de centralisation, propre à l'ancien système énergétique est également à l'œuvre alors que le photovoltaïque présente le maximum d'avantages dans des applications décentralisées.



Figure 3 : Centrale de Tudela en Navarre

4.2 Coûts des produits, prix distributeurs, et délais

Nous présentons dans un premier temps les coûts de fabrication moyens des modules photovoltaïques pour chaque technologie, nous analysons ensuite pour un module type de chaque technologie son coût sortie usine.

Nous nous intéressons enfin aux prix distributeurs et installateurs des seuls modules, sachant que le coût des systèmes installés est dépendant de nombreux autres paramètres.

4.2.1 Coût de fabrication des modules et prix sortie usine

En 2003, l'analyse de la répartition des coûts de fabrication d'un module photovoltaïque au silicium polycristallin [7], dans une usine d'une capacité de 10-30 MWc /an, faisait apparaître que pour un coût total de 2.30 € / Wc (100 %) sortie usine, en tenant compte des rendements de production cumulés pour chacune des étapes, la part de l'encapsulation / finition représentait 0.41 € / Wc (18 %), la part de la fabrication de la cellule 0.66 € / Wc (29 %), la part de la plaquette 0.31 € /Wc (14 %), la part de la fabrication de la brique de silicium 0.83 € /Wc (36 %). Dans cette brique, la part du silicium de base (au prix de 25 € /kg) était de 60% (0.44 € /Wc soit 19 % du total).

En 2008, après 5 ans de crise concernant le matériau de base, certains fabricants de cellules pour satisfaire leurs engagements, étaient forcés d'acheter le silicium entre 150 et 500 $/kg. Le prix moyen d'achat du silicium s'établissait fin 2008 à 60 $/kg, et le pourcentage dans le coût total des modules à 38 %, soit le double de son poids relatif en 2003. Il ne s'agissait plus d'un marché en tension, mais de véritable pénurie bloquant la croissance : plusieurs compagnies photovoltaïques risquaient de ne pas s'en remettre. En 2009, le système s'apaise un peu grâce à l'arrivée de nombreux acteurs dans la filière silicium solaire et par une baisse relative de la demande liée à la crise économique.

Les coûts de fabrication varient selon chaque technologie. Nous analysons les 4 technologies suivantes : monocristallin à haut rendement (type BP Solar « Saturn », ou SANYO « HIT »), poly-

[7] Source : Cythelia consultants

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

cristallin standard (type Kyocera ou Photowatt), et pour les couches minces : CIGS (diseleniure de cuivre de gallium et d'indium, type Würth Solar ou AVANCIS) et a-Si:H (silicium amorphe, type Uni-Solar). Selon ces technologies, les matériaux utilisés et l'énergie mise en jeu ont un impact direct sur le coût des modules. En particulier, les modules en couches minces ne subissent pas la crise du silicium et ont depuis trois ans une fenêtre de tir idéale pour se développer et gagner d'importantes parts de marché [8].

Nous comparons dans un premier temps l'évolution du prix moyen des modules au silicium cristallin et en couches minces en grande quantité.

4.2.1.1 Courbe d'apprentissage

La **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** montre sur une échelle Log/Log, l'évolution historique du prix des modules de puissance en monnaie constante, en fonction du volume des ventes cumulées telle qu'elle avait été présentée par Alain Ricaud à la Conférence d'Amsterdam en 1994.

En faisant certaines hypothèses, le comportement passé permet d'élaborer les tendances du futur. La formule classique de Verdoorn est utilisée:

$$Ln(P1/P0)= (Lna/Ln2).Ln(V0/V1)$$

où a est le coefficient d'apprentissage, P le prix de vente unitaire et V le volume des ventes cumulées.

A proprement parler, la théorie de la courbe d'apprentissage s'applique à la productivité du travail humain, tout au plus à l'évaluation des coûts directs. Il faut donc rester prudent dans son usage pour prédire des évolutions de prix: elle ne prend pas en considération les variations du coût de l'énergie auxquelles cette industrie est très sensible, les périodes de récession entraînant la guerre des prix, ni les profits à regagner; elle ignore l'implantation de nouvelles technologies (en particulier elle ne dit rien sur les effets perturbateurs que provoque actuellement la crise d'approvisionnement du silicium).

Dans l'industrie électronique, le coefficient d'apprentissage est égal à 0.79; nous avons ici utilisé un coefficient d'apprentissage de 0.82 (autrement dit, le prix unitaire diminue de 18% chaque fois que double la production cumulée).

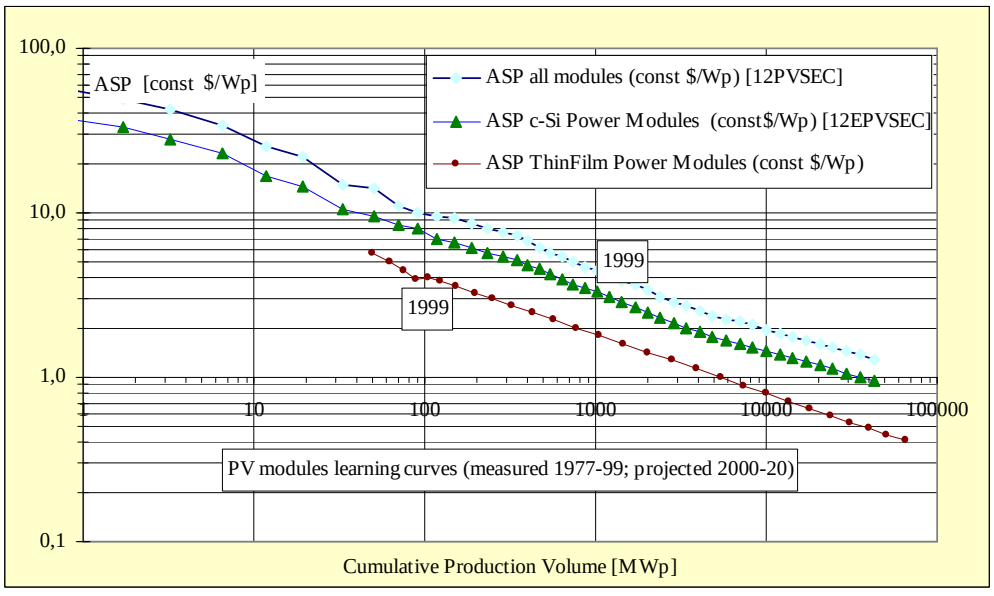


Figure 4 : Courbe d'apprentissage permettant de prédire le prix des modules PV en fonction du volume de leur production cumulé (Source : Cythelia, EU-PVSEC Amsterdam , 1994)

[8] Cf First Solar qui prétend avoir un coût de production de 0.93 $/Wc a porté sa capacité de production à 500 MW en 2008 et vise une capacité de production de 1200 MW en 2009.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

Le scénario optimiste que nous avions présenté à la conférence d'Amsterdam en 1994, tablant sur des politiques volontaires - telles que les initiatives japonaise et allemande – avec une croissance moyenne de 30 % par an, aurait dû donner pour 2005 un volume des ventes de 1 000 MWc, et un prix de vente moyen de 2.5 € /Wc.

En fait, grâce à une croissance supérieure aux prévisions les plus optimistes, nous avons eu le volume et le prix annoncé, dès 2004. Et la baisse du prix du silicium cristallin s'est arrêtée de 2004 à 2008 en raison de la crise de disponibilité du silicium solaire qui a gravement affecté les coûts de fabrication. Les fabricants de modules en films minces, profitant de la situation pour refaire leurs marges, ont aussi suivi cette tendance.

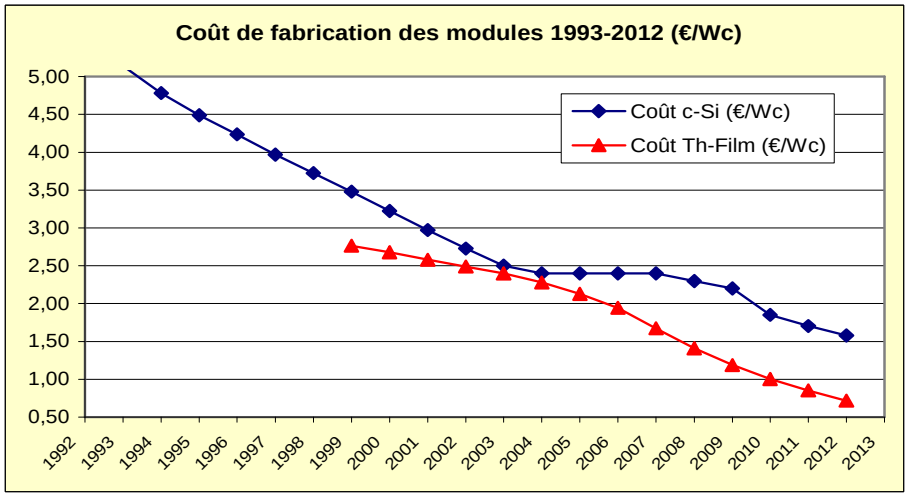


Figure 5 : Evolution temporelle des coûts de fabrication des modules (1993-2012)

Les coûts de fabrication des couches minces ont continué de baisser, mais comme on peut le constater sur la Figure 5 et sur la Figure 6, cette baisse n'a pas totalement été répercutée sur les prix de vente.

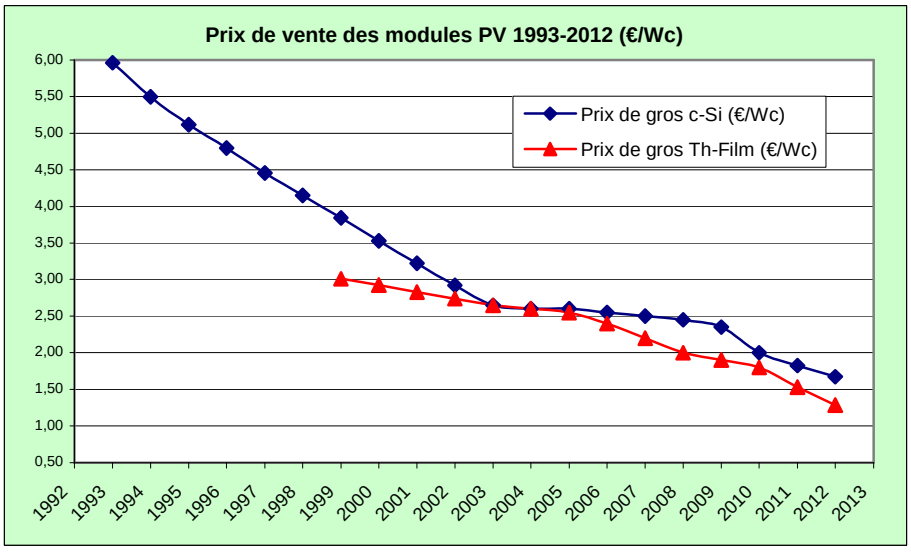


Figure 6 : Evolution temporelle du prix de vente des modules (1993-2012)

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

En conséquence, on constate sur la période de la crise du silicium (2004-2009) une très forte augmentation de la marge des producteurs de modules en couches minces, alors que celle des fabricants de modules au silicium cristallin stagne.

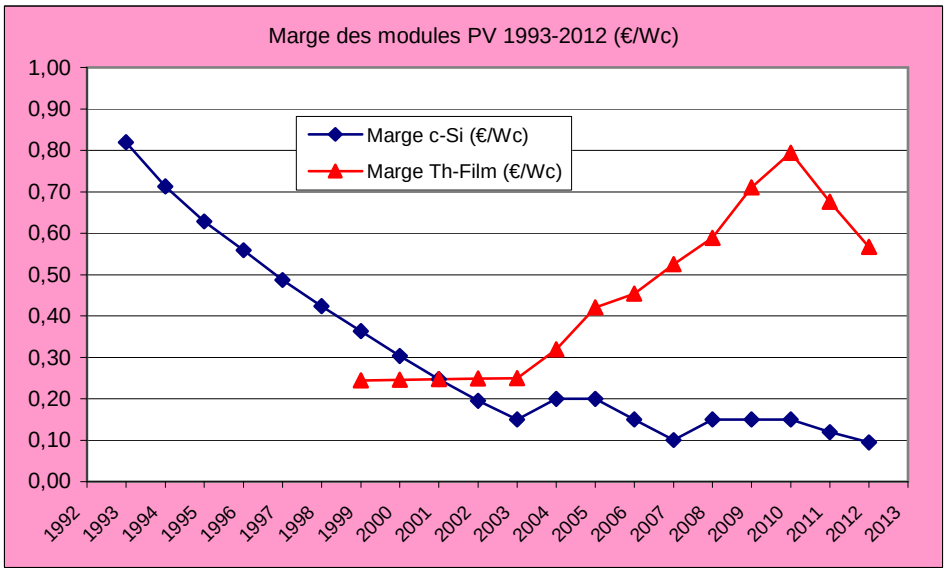


Figure 7 : Evolution temporelle de la marge des modules

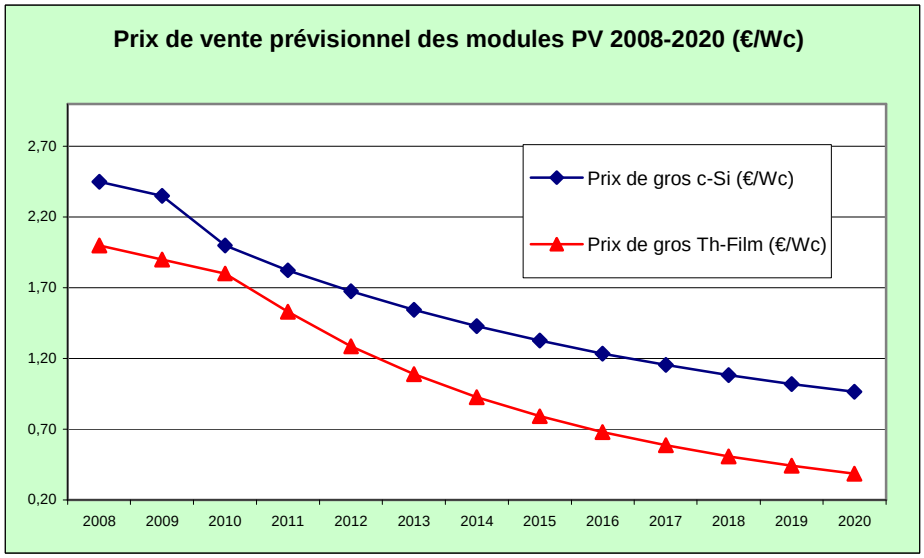


Figure 8 : Projection jusqu'en 2020 du prix de vente des modules (grands volumes)

Le coût des modules en couches minces baissant plus vite et pouvant atteindre une valeur asymptotique beaucoup plus faible que celle du silicium cristallin (passant sous la barre des 70 centimes dès 2017), on peut penser qu'à partir de 2012 la part de marché des couches minces augmentera de façon significative, reléguant le Si cristallin aux activités nécessitant le moins d'espace possible (un peu comme les écrans plats ont détrôné les tubes cathodiques en 2006).

4.2.1.2 Prix « sortie usine »

Dans le Tableau 2, nous présentons les coûts de fabrication moyens estimés en 2008 et les prix de vente usine pour des modules représentant chaque technologie. Nous écartons volontairement la techonologie CdTe dans la mesure où First Solar qui en détient le quasi monopole fausse la comparaison parce qu'il a choisi le marché des grandes centrales en plein champ, que les coûts de fabrication

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

annoncés en Mars 2009 (< 0,98 $/Wc) sont très inférieurs à toutes les autres technologies, et que les ventes ne se font que par très grosses quantités (> 50 MWc) à de très gros acteurs, essentiellement pour des raisons de traçabilité à cause du recyclage obligatoire en fin de vie.

Technologie	Mono c-Si	Poly c-Si	CIGS	a-Si: H
Coût fabrication (€ HT/Wc)	2,0	1,9	1,8	1,2
Prix de vente usine (€ HT/Wc)	2,4	2,3	2,2	1,4

Tableau 2: Coûts de fabrication et prix de vente « sortie usine » de différents modules pour 2008

4.2.2 Prix « distributeurs » des modules

Les marges effectuées par les distributeurs varient de 10 à 15%. Cela donne en moyenne pour les prix « distributeurs » pour chaque technologie.

	Technologie	Mono c-Si	Poly c-Si	CIGS	a-Si: H
Prix distributeur (€ HT/Wc)	Inférieur (10 %)	2,6	2,5	2,4	1,6
	Supérieur (15 %)	2,8	2,7	2,5	1,7

Tableau 3: Estimation des prix « distributeur » en 2008 pour chaque technologie

Les coûts distributeurs mentionnés sont des coûts estimés pour des achats de modules en grande quantité (supérieure à 1000 modules). Bien entendu, les coûts unitaires augmentent quand le nombre de modules achetés décroît.

4.2.3 Prix « installateurs » des modules

Les marges effectuées par les installateurs varient de 20 à 30 %. Cela donne en moyenne pour les prix « installateurs » pour chaque technologie.

	Technologie	Mono c-Si	Poly c-Si	CIGS	a-Si: H
Prix installateur (€ HT/Wc)	Inférieur (20 %)	3,31	3,18	3,04	1,98
	Supérieur (30 %)	3,59	3,45	3,29	2,15

Tableau 4: Estimation des prix « installateur » en 2008 pour chaque technologie

Les coûts « client final » (prix « installateurs » mentionnés) sont des coûts estimés pour des achats de modules en petites quantités (inférieures à 100 modules).

4.2.4 Délais de livraison

Les délais de livraison sont difficiles à estimer car ils varient beaucoup en fonction de l'évolution des marchés et au cours de l'année (marché saisonnier).

A l'heure actuelle, les tendances qui se dégagent sont que les modules des producteurs chinois, dont les capacités de production augmentent très rapidement, sont disponibles immédiatement par containers entiers (moyennant le temps d'acheminement par bateau).

Pour ce qui est des producteurs européens, pour lesquels la demande est plus forte et dont les capacités de production sont plus limitées et augmentent à un rythme moins soutenu, les délais de livraisons peuvent être beaucoup plus longs (plusieurs mois).

Pour les délais d'installation, ils varient grandement avec la taille de l'entreprise d'installation et la puissance installée demandée. Plus les entreprises d'installation sont importantes, plus les délais d'installation sont courts. Par contre lorsque les puissances demandées sont importantes, les délais de

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

livraisons des modules s'ajoutent aux délais de réalisation et augmentent le temps entre commande et remise de l'installation.

Les délais de mise en route (connexion au réseau ; obtention du contrat de vente à EDF), restent le talon d'Achille du photovoltaïque français. Même s'ils se sont grandement améliorés au cours des derniers mois, il faut encore souvent compter de 4 à 8 mois à partir de la date de la demande pour obtenir son contrat si l'on est un particulier.

4.3 Aspects politico-économiques

Sur le segment de marché des sites isolés, avec des taux de croissance « naturels » de 15% par an, il aurait fallu encore attendre 2015 pour que la production mondiale annuelle atteigne 1 000 MW/an. Autrement dit, la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire serait restée un gadget, ou au mieux l'énergie pour les sites isolés quand on n'a vraiment pas le choix !...
Des actions politiques d'envergure étaient donc nécessaires et attendues. Elles nous sont venues au départ du Japon, puis de l'Allemagne et plus récemment de l'Espagne et de la France.
Pour l'Europe en 2009, les Etats membres sont parvenu à un accord visant, d'ici 2020, à réduire les émissions de CO2 de 20%, accroître l'efficacité énergétique de 20% et faire passer la part des énergies renouvelables à 20% de la consommation énergétique européenne. Dans ce cadre, le photovoltaïque est une énergie plébiscitée. La volonté politique est donc nécessaire pour donner de la visibilité au secteur, attirer les investisseurs, et ainsi assurer la permanence d'un cadre favorable à son développement.

4.3.1 L'exemple japonais

Un programme de 70 000 toits a été lancé en 1994 avec l'objectif très ambitieux d'atteindre avant 2010 la compétitivité avec les sources d'énergie conventionnelles.

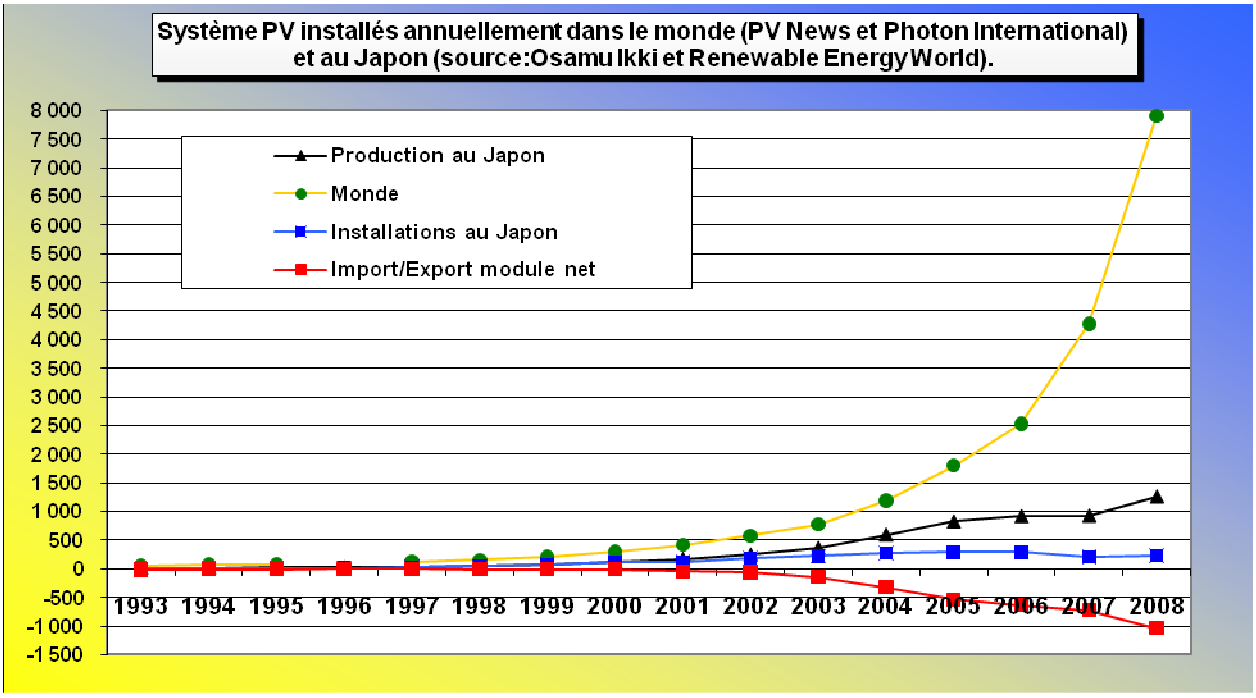


Figure 9 : Effets du programme des 70 000 toits japonais sur la production et les exportations nippone (Sources : Osamu Ikki et Cythelia)

Le moteur du programme reposait à la fois sur une aide à l'investissement et un tarif d'achat :

- une subvention directe dégressive de 50 % de l'investissement en 1994 (coût 16 M€ pour 1,9 MWc installés), à 15% en 2000 (coût 133 M€ pour 96 MWc installés).

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

- un tarif d'achat favorable de 0.30 €/kWh (prix moyen pour les sources conventionnelles au Japon: 0.22 €/ kWh). En effet, au Japon, le coût moyen de l'électricité est de :
  - 0,22 € / kWh pour l'usage résidentiel
  - 0,14 € / kWh pour les activités tertiaires et industrielles à moyenne consommation
  - 0,09 € / kWh pour les activités industrielles à forte consommation.

En 1998, l'objectif du programme PV a été révisé à la hausse pour 5 000 MWc cumulés en 2010.

En 2000 on observait l'installation de 96 MWc (30 % de la production mondiale), après quatre années consécutives de doublement des installations (Figure 9). A la fin 2004, il y avait 300 000 maisons connectées au réseau, soit 1 250 MWc en fonctionnement.

Ce programme a eu une incidence favorable immédiate sur les producteurs nationaux de photopiles (Sharp, Kyocera, Mitsubishi et Sanyo) qui ont doublé leurs capacités de production dès 1997 et qui ont atteint en 2004 respectivement le premier, le deuxième, le quatrième et le septième rang mondial.

Parallèlement, les coûts ont baissé. Le coût moyen des systèmes connectés réseau est en effet passé de 19 à 7 € /Wc entre 1994 et 2000. A la fin 2004, un cumul de 1 250 MWc avait été installé au Japon, mais les coûts n'avaient malheureusement pas baissé aussi vite que l'espéraient les promoteurs du programme, ce qui fait que, compte tenu d'un budget limité et d'un succès croissant du programme, les subventions par Wc installé sont passées de 8,5 € /Wc en 1994 à moins de 1 € /Wc en 2004 et se sont éteintes en 2005.

Suite à l'abandon des programmes, le marché japonais a stagné et le NEDO (Department of the New Energy and Industrial Technology Development Organization) envisage de relancer d'ici 2010 un programme visant à redynamiser le rythme des nouvelles installations.

4.3.2 L'exemple allemand

Depuis le 1er Avril 2000, la loi fédérale Allemande sur les Energies Renouvelables assure les producteurs d'électricité d'origine PV du rachat à 0,50 €/kWh, obligatoire pour toutes les compagnies électriques, pour des installations dont la puissance nominale est limité à 5 kWc pour les particuliers, 100 kWc pour les "centrales de production" et 5 MWc pour l'intégration dans les bâtiments publics. A quoi s'ajoutent des mesures complémentaires de prêt sans intérêt, conduisant à un temps de retour inférieur à 10 ans. Le surcoût peut être répercuté soit sur l'ensemble de leurs clients (péréquation) soit sur les seuls volontaires (tarifs verts).

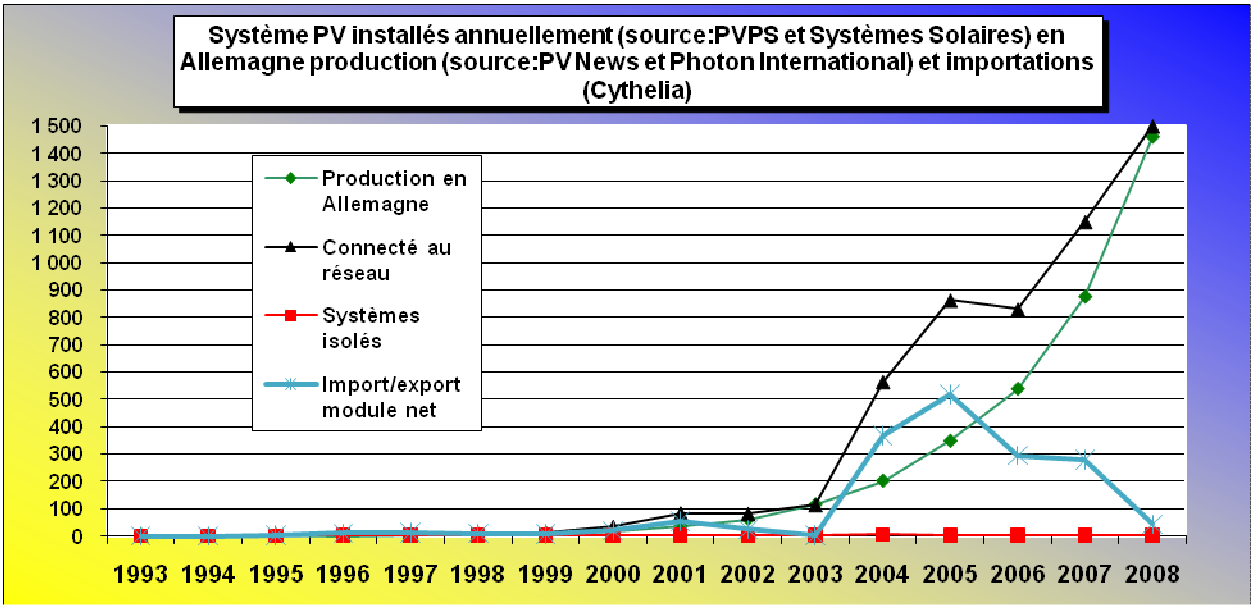


Figure 10 : Systèmes PV installés annuellement (source:DFS) en Allemagne; production locale (source:PV News) et importations (Cythelia)

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

Cette décision valable à concurrence de 350 MWc installés, reposait sur des éléments de stratégie énergétique (sortie du nucléaire en 30 ans) et industrielle (le PV est considéré comme technologie stratégique à l'exportation). En fait, le quota de 350 MWc a été largement dépassé avant la fin 2003 (398 MW à fin 2003 et 958 MWc à fin 2004).

Concernant le marché, on constate un décollage spectaculaire (Figure 10) qui n'a pas pu être immédiatement accompagné par les producteurs locaux, ceux-ci ayant l'essentiel de leur production réalisée aux USA (RWE Solar, et Siemens-Shell Solar) ; mais depuis 2001, les investisseurs ont vite créé des entreprises (surtout dans l'encapsulation – finition) réduisant peu à peu l'importation de modules étrangers.

Les conséquences observées sont donc :

- Un succès massif du programme auprès des foyers allemands
- L'éclosion d'un grand nombre d'entreprises productrices, distributrices et installatrices.
- Le développement des onduleurs de petites et moyennes puissance, l'Allemagne prenant la première place mondiale pour l'électronique de puissance (onduleurs SMA).
- Une déstabilisation brutale du marché mondial, avec notamment un léger renchérissement des modules dû à des pénuries temporaires.

4.3.3 La situation en France

L'article 36 de la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique a modifié l'article 10 de la loi du 10 février 2000 relatif à l'obligation d'achat en précisant les modalités de fixation des tarifs d'achat de l'électricité produite par les installations bénéficiant de l'obligation d'achat. Dans ce cadre, les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie radiative du soleil ont été réexaminées afin que ces installations de production d'électricité bénéficient d'une rentabilité acceptable, sans excéder une rémunération normale des capitaux compte tenu des risques inhérents à cette activité et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé.

De nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie radiative du soleil sont définies dans l'arrêté du 10 juillet 2006, qui prévoit un tarif d'achat fixé à 30 c€/kWh pour la France continentale et 40 c€/kWh pour la Corse, les départements d'outre mer et Mayotte. L'arrêté du 10 juillet 2006 instaure, en outre, une prime à l'intégration au bâti.

Cette prime vise à faciliter le développement de composants standard de la construction neuve intégrant la fonction de production d'électricité photovoltaïque. Elle est destinée à compenser le surcoût de tels composants, dans le respect des dispositions de l'article 36 précité. Elle se montait en 2006 à 25 c€/kWh pour les installations situées en France continentale et à 15 c€/kWh pour celles situées en Corse, dans les départements d'outre mer et à Mayotte. Les tarifs de base et cette prime sont réévalués chaque année de telle sorte que pour 2009, les tarifs d'achats sont les suivants :

- En métropole
  - Tarif de base : 0,32823 €/kWh
  - Prime à l'intégration : 0,27353 €/kWh
  - Tarif intégré : 0,60176 €/kWh
- En Corse et dans les DOM-TOM
  - Tarif de base : 0,43764 €/kWh
  - Prime à l'intégration : 0,16412 €/kWh
  - Tarif intégré : 0,60176 €/kWh

Comme en témoignent les deux figures ci-dessous, la mise en place d'un tarif incitatif a eu un effet significatif et s'est traduit par un essor rapide du marché.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

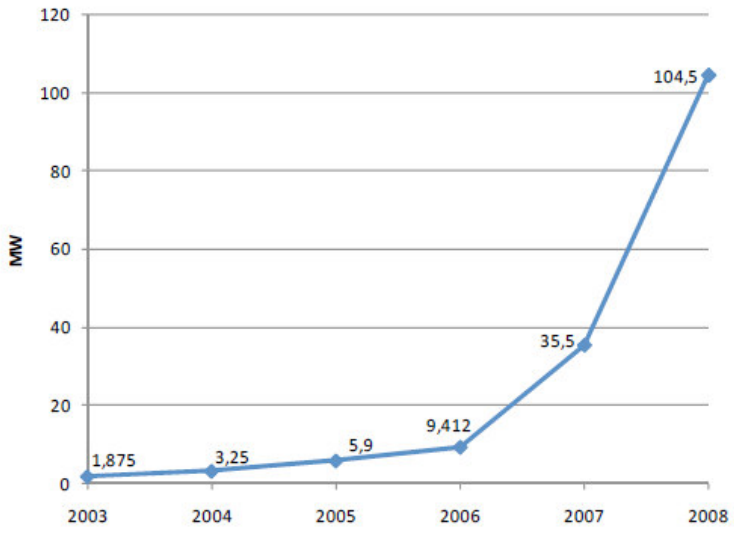


Figure 11 : Progression du marché photovoltaïque annuel français raccordé au réseau. Les données 2003-2006 ont été réactualisées par l'ADEME en 2007 ; les données 2007-2008 sont issues des enquêtes de SER-SOLER (Source : SER-SOLER, ADEME)

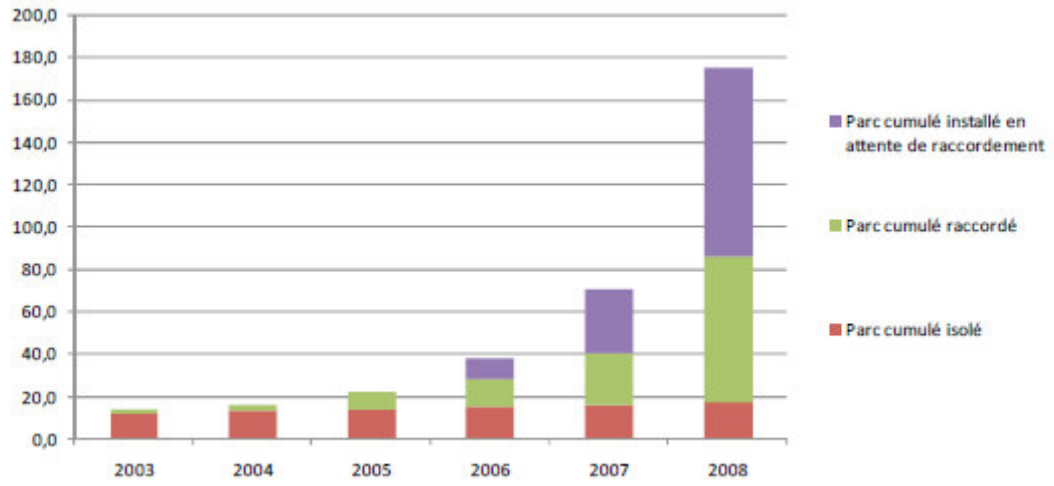


Figure 12 : Capacité photovoltaïque raccordée au réseau et installée en France entre 2003 et 2008 (Source : SER-SOLER, ADEME)

Au départ, c'est le marché résidentiel qui a tiré la croissance grâce à la mise en place d'un dispositif fiscal très avantageux. Ainsi, de nombreuses sociétés se sont créées dans la partie installation.

Depuis 2008, nous assistons à un développement important d'installations plus puissantes, que ce soit au sol ou sur les bâtiments agricoles, industriels et tertiaires, qui se traduit par l'augmentation de la puissance moyenne des installations en France.

Cependant, contrairement à d'autres pays, la France présente trois particularités qui expliquent la croissance moins rapide du nombre d'installations. De notre point de vue, au moins pour deux d'entre-elles, nous pensons que cela permet d'assurer un développement maîtrisé de la filière :

- tout d'abord, la France a décidé de privilégier l'intégration au bâti. Ce choix a des conséquences sur la croissance du marché dans le sens où les risques associés sont plus importants que pour des installations rapportées sur les toits, notamment du point de vue de l'étanchéité. De plus, alors qu'au départ, l'offre était très limitée, il y a désormais un foisonnement de techniques si bien qu'il devient difficile de choisir le bon système.
- les autorités françaises ne sont pas favorables à un développement massif des installations au sol et donc mécaniquement, le bilan des puissances installées augmente moins vite.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

- enfin, les difficultés administratives liées au raccordement persistent même si des mesures récentes doivent venir simplifier les démarches.

Le photovoltaïque français est donc encore très jeune et le secteur a grandement besoin de se structurer. En particulier, il y a un fort besoin en formation car pour l'heure, l'effet de mode permet encore à des entreprises peu scrupuleuses de prospérer. Mais à terme, pour le bien de la filière, les professionnels du photovoltaïque devront tous être correctement formés.

4.4 L'intégration au bâti

En 2009, la question n'est plus de savoir si le photovoltaïque représentera un jour une part significative de la production d'électricité en Europe. En tous cas, il est fort probable que, à l'image de la révolution micro-informatique, cette production se fera à partir d'une multitude diffuse de producteurs-consommateurs privés reliés par les réseaux existants plutôt que par des centrales solaires de grandes tailles qui n'ont de justification ni physique, ni économique, ni sociale. N'oublions pas que l'énergie solaire (qu'elle soit de nature thermique ou photovoltaïque) est une source décentralisée et disponible à la porte de chacun d'entre nous. Elle répond donc bien à une attente sociologique d'indépendance des individus et des groupes par rapport à l'Etat Providence. Par conséquent, les produits phares pour les applications PV en Europe devraient être basés sur les éléments de construction des bâtiments.

4.4.1 Façades

Le produit sur lequel l'industrie a d'abord établi sa réputation est **la façade**; elle s'est développée principalement en Allemagne avec les verriers *Pilkington Solar*, *Vegla* (St Gobain Glass Solar) et le façadier *Schüco*, et en Suisse avec *Atlantis*. Le taux de croissance de ce sous-segment - supérieur à 60 % - devrait maintenant se ralentir. Il est en effet très lié aux tarifs verts forts avantageux (jusqu'à 65 €cents /kWh pour les façades en Allemagne) ou bien se vend sur la base de considérations de prestige (banques, compagnies d'assurances, ministères). Lorsqu'on devra tenir compte de la capacité du système à produire du courant électrique de façon économique, les façades seront abandonnées (le productible n'est en effet que 70% de celui des toitures). **Les vérandas** ont démarré un peu plus tard, mais devraient se répandre dans toute l'Europe, notamment dans l'habitat individuel en associant le produit à un système autonome de ventilation. **Le pare-soleil** photovoltaïque est un produit relativement nouveau dans l'architecture des grands bâtiments. Il s'y adapte très bien. Son développement dans l'habitat individuel nécessite de l'associer à d'autres fonctions qui restent à définir.

4.4.2 Toitures

Enfin, les modules classiques montés sur des supports métalliques vont disparaître peu à peu du champ des applications bâtiment et seront remplacés par des modules intégrés. L'intégration des modules en toiture répondra à trois critères : l'esthétique, la réponse adéquate au besoin de couverture, et la facilité d'installation. Si la surface disponible le permet, les modules en couches minces sont mieux adaptés à ces critères que les modules classiques, notamment par la couverture totale.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر



Figure 13 : Montage de panneaux Solartec type Design sur bac acier (modules souples UNISOLAR)

4.4.3 L'habitat « zéro énergie net »

Aujourd'hui, l'intensité des problèmes de pollutions et d'épuisement des ressources naturelles et la relative impuissance des Etats, confirment l'urgence, pour chaque acteur de la société, de réduire les impacts environnementaux engendrés par ses propres activités. L'habitat est le premier lieu où la prise de conscience individuelle puisse se traduire en un impact visible, sensible et mesurable.

Le secteur résidentiel et tertiaire est le premier secteur consommateur d'énergie finale en France avec 98 Mtep, ce qui fait que 23% des émissions de gaz à effet de serre lui sont dûs [9]. Il se construit chaque année 170 000 maisons individuelles et 70 000 logements collectifs, un marché potentiel énorme pour l'intégration de l'énergie solaire au bâti pour peu qu'une politique volontariste soit menée.

La population française a une opinion très favorable sur le solaire en général, mais ignore totalement ses possibilités technico-économiques réelles. Le chauffage électrique à partir de convecteurs ou de panneaux rayonnants a une très mauvaise réputation auprès des consommateurs mais pourrait très avantageusement être remplacé par la pompe à chaleur si celle-ci pouvait retrouver la crédibilité perdue au début des années 80.

Dès 2004, CYTHELIA a étudié la faisabilité [10] d'un habitat « zéro énergie » utilisant la puissance minimale de photopiles afin que la consommation énergétique prélevée à l'extérieur et intégrée sur l'année soit globalement nulle. Ce projet s'est concrétisé en 2007 sur la commune de Montagnole en Savoie, comme l'illustre la photo ci-dessous.

En combinant des fonctions non rentables à court terme mais porteuses d'avenir et des fonctions dont la rentabilité est prouvée mais encore insuffisamment connues et exploitées, nous avons montré que pour réaliser un bâtiment « zéro énergie» à des coûts accessibles, on doit d'abord le concevoir à faible consommation d'énergie en utilisant les matériaux les plus isolants, avec des appareils à haute

[9] L'utilisation d'énergies fossiles pour le chauffage est non seulement une aberration technique (point n'est besoin d'une combustion à 800 °C pour alimenter un plancher chauffant à 28°C), mais aussi économique (les 3 000 litres de fioul consommés annuellement dans une habitation moyenne, sont certainement mieux utilisés pour propulser une automobile pendant quatre ans à raison de 5 litres /100 km et 15 000 km /an). Même avec le développement de l'hydrogène comme vecteur énergétique, le pétrole restera en effet pendant très longtemps la source d'énergie de choix pour les applications embarquées, à cause de sa très forte densité énergétique : 11,6 kWh /litre.

[10] Etude portant sur deux bâtiments de démonstration en Savoie, en partie financée par l'ADEME Région Rhône-Alpes.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

performance énergétique, associés à une utilisation parcimonieuse des usagers. En l'ouvrant au soleil avec les apports passifs d'hiver à travers des vitrages à haute performance et les protections solaires d'été, à l'air ambiant pour un chauffage–rafraîchissement par pompe à chaleur et en y adjoignant 13 kWc d'ardoises photovoltaïques intégrées en toiture, connectées au réseau via un onduleur et un deuxième compteur, on peut satisfaire tous les besoins lorsqu'on les intègres sur l'année. Les matériaux retenus sont ceux qui minimisent les déperditions, tout en ayant le meilleur « bilan carbone », et si possible la ressource locale et un prix modéré.



Figure 14 : Vue générale Sud-Ouest de la Maison ZEN de Mr Ricaud à Montagnole

L'habitat « zero énergie » est donc techniquement et écologiquement réalisable en France. Il va de soi que ce concept peut être généralisé à d'autres sources renouvelables, en adjoignant par exemple à la source solaire une source éolienne permettant d'alléger encore le prélèvement d'énergie électrique sur le réseau.

5 Les filières de photopiles

5.1 Performances actuelles des différentes filières

Avec plus de 30 années de recul pour en juger, on peut dire que les efforts conjugués des industriels et des programmes nationaux de R&D ont largement contribué aux progrès des cellules et des modules photovoltaïques en termes de rendement, surface, coûts, fiabilité, retour sur investissement énergétique et volumes produits.

En 1978, les modules industriels standards de RTC étaient assemblés avec des photopiles au silicium monocristallin de 3 pouces de diamètre (45cm²) dont les rendements tournaient autour de 10%. Leur puissance nominale était de 16 Wc. Ils coûtaient entre 12 et 18 $/Wc en dollars de l'époque. Ils étaient garantis un an et leur durée de vie estimée ne dépassait pas 5 ans. Le temps de retour énergétique calculé alors était de l'ordre de 20 ans et la production mondiale annuelle était de 2 MWc.

En 2008, 30 ans plus tard, les modules industriels standards sont assemblés avec des photopiles au silicium multi-cristallin de 15 cm de côté (225 cm²) dont les rendements sont de l'ordre de 16 %. Leur puissance nominale est de 175 Wc. Ils coûtent 3 $/Wc. Ils sont garantis 25 ans et leur durée de vie

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

estimée dépasse 30 ans. Le temps de retour énergétique est de l'ordre de 4 ans et la production mondiale annuelle est de 7 910 MWc.

Dans le Tableau 5 nous tentons de résumer l'état de l'art pour les différentes technologies actuellement en concurrence, aux différents stades de leur développement: depuis les petites cellules de laboratoire aux grands modules commerciaux.

Afin d'apprécier ces résultats à leur juste valeur, on doit clairement distinguer:

- les cellules de laboratoire (s<1 cm²) qui n'ont le plus souvent pas de grille de collecte.
- les mini-modules de R&D (surface < 1000 cm²) le plus souvent non- encapsulés qu'on ne saurait pas nécessairement produire économiquement.
- les modules prototypes encapsulés et fiabilisés et enfin les modules commerciaux.

Pour illustrer les difficultés de passage d'une catégorie à l'autre, nous rappelons qu'une technologie mature telle que celle du silicium mono-cristallin a un rendement théorique de 27 %, les meilleures cellules de laboratoire font 25 % (UNSW), le meilleur module de laboratoire d'un pied carré, 21,6 % (SunPower), le meilleur module commercial de grande taille, 19,6 % (SunPower), et les produits de grande production entre 13 % et 15 %. L'écart de 14 points entre la théorie physique et la réalité industrielle est le résultat d'un compromis entre les performances potentielles et le coût économique de production. La technologie du silicium cristallin a d'abord profité des connaissances de l'industrie électronique. Compte tenu des faibles taux de rentabilité, il lui a ensuite fallu plus de 20 ans d'efforts en interne, aidés par des financements publics pour développer et optimiser des procédés économiquement mieux adaptés aux grandes surfaces. C'est seulement depuis 1997 que les industriels commencent à sortir de la phase " développement de procédés " pour sérieusement s'intéresser à des méthodes de production très automatisées.

Tenant compte du fait que les rendements des modules cristallins (rendement cellules) et en films minces (rendement d'ouverture) ne sont généralement pas comptabilisés de la même façon, nous avons ramené toutes les performances de rendement à la puissance par unité de surface d'ouverture.

En production (modules ou cellules)					
Technologie	**Quoi ?**	**Qui ?**	**Quand ?**	**Où ?**	**Combien ?**
Si monocristal	Module SPR 315	SunPower	2006	USA	315 Wc - SO 19.3%
Si multicristal	Cellules Pluto	Suntech	2009	Chine	SO 17,2%
CdTe	Module FS-280	First Solar	2009	USA	80 Wc - SO 10.9 %
CIGS	Module SL1-85	Solibro	2009	Allemagne	85 Wc - SO 11.3%
a-Si :H pin	Genesis	ARCO	1988	USA	33 Wc - 4939 cm² SO 6.68% stable
a-Si :H pin-pin	Schott ASI 100	Schott Solar	2009	Allemagne	100 Wc - SO 7 % stable
a-Si :H pin-pin-pin	US 144	Uni-Solar	2009	USA	144 Wc - SO 6.66 % stable

Au laboratoire (cellules)					
Technologie	**Quoi ?**	**Qui ?**	**Quand ?**	**Où ?**	**Combien ?**
Si monocristal	Cellule PERL	UNSW	3/99	Australie	4 cm² - SO 25 %
Si multicristal		FhG-ISE	5/04	Allemagne	1.002 cm²- SO 20.4%
Si thin film	transfer	Uni Stuttgart	7/ 01	Allemagne	4 .017cm² SO 16.7 %
CdTe	Mesa on glass	NREL	9/ 01	USA	1.032 cm² - SO 16.7 %
CIGS	CIGS on glass	NREL	1/ 08	USA	0.994 cm² - SO 19.4 %
a-Si :H		Uni Neuchâtel	4/03	Suisse	1.070 cm² - SO 9.5% stable
µc-Si		Kaneka	12/97	Japon	1.199 cm² - SO 10.1 %
Dye Sensitized		Sharp	8/05	Japon	1.004 cm² - SO 10.4%
Organic		Konarka	12/06	USA	1.021 cm² - SO 5.15%

Tableau 5 : Etat actuel des filières de photopiles aux différents stades de leur développement en 2009 [11] *(tests réalisés par des organismes indépendants agréés)*

Après avoir défini l'état actuel, on analyse ci-dessous les perspectives des différentes filières.

[11] Sources : Cythelia et Progress in Photovoltaics , MA Green, K Emery, Solar Cells efficiency table, Vol 17° N°5 Aug 2009.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

5.2 Photopiles au Si cristallin.

Les recherches sur ces photopiles ont visé surtout la baisse des coûts dans les années 80, passant de technologies issues de l'industrie des semi-conducteurs (diffusion gazeuse dans four à tubes, grilles évaporées sous vide), à des techniques plus appropriées (diffusion dans fours à passage, grilles sérigraphiées, dépôts et gravure plasma, passivation à l'hydrogène, couche anti-reflet passivante au nitrure de silicium). L'accroissement des rendements de conversion est revenu à l'ordre du jour dans les années 90.

En 1998 encore, plus de 80 % des crédits de R & D accordés au PV par l'Union Européenne concernaient ce domaine. Concernant le programme Joule 98 affecté aux recherches sur les cellules, les proportions sont indiquées dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**: on constate que le silicium multi-cristallin se taille encore la part du lion (47%).

Dans le cadre du 6eme programme cadre européen, trois grands projets intégrés ont été retenus en Mai 2003 : (CRYSTAL CLEAR, réunissant la plupart des acteurs dans le domaine du Si cristallin, ATHLET : regroupant 48 des principaux acteurs des dépôts en films minces et FULL SPECTRUM, projet plus amont, traitant des photopiles à très haut rendement de troisième génération).

Aux USA, les recherches sur la filière cristalline sont menées principalement par les producteurs eux-mêmes (Sun Power, Evergreen, Advent Solar, Suniva, Silicon Genesis…). Parmi les Centre Publics de Recherche les plus actifs, on peut citer le Georgia Tech à Atlanta, et le National Renewable Energies Laboratory à Denver (Colorado).

En Australie, l'Université de New South Wales détient avec Martin Green, les records de rendement sur silicium mono-cristallin avec 25%.

En Europe, les acteurs sont principalement les Instituts Publics de recherche. On peut citer en particulier en Allemagne, l'Institut Fraunhofer de Freiburg où travaillent 270 personnes, le ZSW à Stuttgart (120 personnes), le HMI à Berlin, l'IMEC à Leuven en Belgique, et à une échelle plus réduite l'ENEA à Naples (Italie), l'Institut Polytechnique de Madrid (Espagne), et en France l'Université de Marseille, l'INSA de Lyon, le LPICM de Palaiseau, le laboratoire PHASE du CNRS à Strasbourg et l'INES.

5.2.1 Silicium charge

Concernant le silicium de "pureté solaire" comme matière première, aucun procédé simplifié n'est parvenu à rivaliser avec le procédé Siemens, standard de fabrication du silicium électronique (99,9999% de pureté). Le photovoltaïque, dont les exigences techniques sont inférieures (99,99%), utilise encore largement les déchets des usines de production de « silicium électronique » : un gisement limité, à l'origine d'une hausse des coûts considérable depuis 1997 et même d'une pénurie depuis 2004 alors que les besoins explosent.

Les sources d'approvisionnement actuelles en silicium de base pour l'industrie photovoltaïque mondiale ne sont pas taries. Elles vont changer de nature. Certes, le prix de la charge de silicium solaire est passé de 6 $ /kg en 96 à 34 $/kg en 2004, et à 60$/kg début 2009 après être monté jusqu'à 500$/kg prix spot en 2008 . Mais c'est l'utilisation provisoire des têtes et queues de lingots de l'industrie des semi-conducteurs qui n'avait pas de sens économique. Quelle industrie mature fonderait ses approvisionnements sur les poubelles d'une industrie plus noble ?

Désormais, suite à l'explosion du marché du photovoltaïque et à la récession de l'industrie électronique, c'est l'industrie du solaire qui absorbe les plus grandes quantités de silicium, comme l'illustre la figure ci-dessous.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

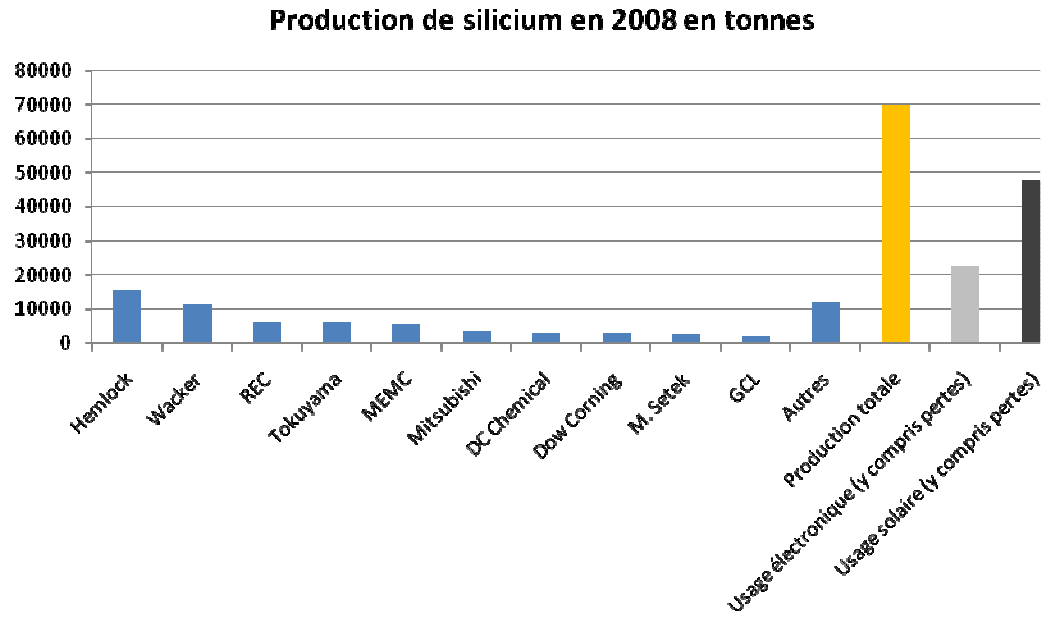


Figure 15 : Production mondiale de silicium en 2008 (Source : Photon International Mars 2009)

5.2.1.1 Disponibilité

Dans le court terme, ayant épuisé les rejets de l'industrie électronique, certains s'orientent vers l'utilisation d'un matériau de plus en plus proche du silicium de qualité électronique avec l'espoir d'atteindre des rendements de cellules de 20%. Aidée par des programmes de R&D importants, une véritable industrie du silicium solaire commence à se mettre en place en Norvège, en Allemagne, au Japon et aux USA. Il est possible que les investissements récents dans des usines de photopiles en couches minces aient freiné l'idée d'investir aussi dans le silicium poly.

En fait, les diverses sources d'approvisionnement de silicium poly, ont été suffisantes jusqu'en 2003, date à laquelle les 712 MWc de produits PV cristallins ont nécessité l'utilisation de 9 260 tonnes de Silicium (13 g/Wc). La répartition des sources était alors : 1 700 tonnes (18%) en provenance des rejets de la production de qualité électronique (« off-spec »), 2 200 tonnes (24%) de silicium proprement solaire, 5 100 tonnes (55%) de matériau déclassé (« non-prime ») en provenance des excès de capacité d'une industrie électronique en berne après l'explosion de la bulle internet, et 260 tonnes (3%) de sortie de stock des années précédentes. Le prix moyen d'achat du silicium était alors de 28 $/kg, et le pourcentage dans le coût total des modules était de 16%.

A partir de 2004, la crise annoncée depuis plus de 10 ans a fini par frapper. Les 1 110 MWc de produits PV cristallins ont consommé 13 900 tonnes de silicium (12.6 g/Wc). La répartition des sources est devenue : 2 200 tonnes (16%) de matériau « off-spec », 7 900 tonnes (56%) de silicium proprement solaire, seulement 1 700 tonnes (12%) de matériau « non-prime » car l'industrie électronique avait besoin de mobiliser presque toute ses capacités pour faire face à un regain d'activité. Le déficit instantané était donc de 2 100 tonnes (-15%). Fort heureusement, les compagnies les plus prévoyantes avaient accumulé du stock au cours des années précédentes, ce qui a permis d'amortir le choc, du moins pour certaines d'entre elles. Le prix moyen d'achat du silicium est monté à 32 $/kg, et le pourcentage dans le coût total des modules à 19%. La disponibilité était encore là, mais de plus en plus rare et dans des zones géographiques nouvelles (Russie, Ukraine, pays de l'est), et dans des volumes et des prix extrêmement volatiles.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

La crise du silicium a connu son pic en 2008. Suite à la croissance très soutenue de l'industrie et à l'expansion très importante des capacités de production, les prix se sont envolés, allant jusqu'à 500€/kg. Pour répondre à la demande, de très nombreux projets d'usines de silicium ont été annoncées de part le monde par des nouveaux acteurs, certainement attirés par des perspectives de rentabilité juteuses.

Seulement, comme le montre la Figure 15, ce sont bien les acteurs historiques qui ont bénéficié de la croissance des volumes car la mise en œuvre d'unités de production de silicium, même sur un procédé (Siemens) déjà ancien, demande des compétences techniques pointues.

En début d'année 2009, les prix sont retombés autour de 60 à 80$/kg pour les contrats long terme suite au ralentissement de la demande dans l'industrie, elle-même victime des conséquences de la crise à savoir la baisse de la demande finale et la pénurie de financements.

5.2.1.2 Coûts

En 2003, l'analyse de la répartition des coûts de fabrication d'un module photovoltaïque au silicium multi-cristallin, dans une usine d'une capacité de 10 MWc /an, faisait apparaître que pour un coût total de 2.30 € / Wc (100 %) sortie usine, en tenant compte des rendements de production cumulés pour chacune des étapes, la part de l'encapsulation / finition représentait 0.41 € / Wc (18 %), la part de la fabrication de la cellule 0.66 € / Wc (29 %), la part de la plaquette 0.31 € /Wc (14 %), la part de la fabrication de la brique de silicium 0.83 € /Wc (36 %). Dans cette brique, la part du silicium de base (au prix de 25 € /kg) est de 60% (0.44 € /Wc soit 19 % du total).

Certains analystes en ont déduit que comme c'était le silicium de base (poly feedstock) qui représentait la part la plus importante du coût d'un module, l'effort de recherche devait porter d'abord sur le silicium. On voit bien que c'est surtout la technique de fabrication de la plaquette qui est en cause. En attendant la venue des films minces déposés en phase vapeur, les techniques de préparation directe de substrats silicium, si elles arrivent assez vite, pourraient représenter une étape significative.

En fait, la relative cherté du silicium est temporaire ; l'évolution probable du prix du silicium durant la période transitoire est déjà constatée ; le consensus actuel de la profession sur l'objectif de prix pour un silicium de qualité solaire compatible avec les exigences actuelles de rendement des photopiles est de 18-20 € /kg.

5.2.1.3 Stratégies industrielles

Le contenu énergétique du procédé Siemens est élevé, de 250 à 300 kWh / kg, impliquant un temps de retour énergétique de 7 ans pour les modules cristallins, soit environ le tiers de leur durée de vie garantie. Les processus alternatifs au procédé Siemens n'ont à notre avis pas été suffisamment considérés. Pour une production annuelle de 100 MWc de photopiles, soit 1 000 000 m² de plaquettes multi-ctristallines en tenant compte des rendements et de 1 680 tonnes de charge de silicium poly, la consommation annuelle d'électricité serait de 460 millions de kWh rien que pour la charge et de l'ordre de 700 millions de kWh pour le processus de fabrication cumulé jusqu'aux modules.

5.2.2 Substrats

Actuellement, tous les producteurs fabriquent les plaquettes de silicium par les étapes de fusion /solidification /découpe /polissage. La filière traditionnelle qui représente 90% du marché, suppose le passage par des températures de l'ordre de 1 450°C, des creusets en céramique de haute pureté (ou induction magnétique: procédé EMIX) et une bonne maîtrise des gestions de gaz et de gradients thermiques. Quelques sociétés proposent le tirage de rubans de silicium (ruban nonagonal de Schott Solar aux USA ex Mobil Solar) et les techniques franchement différentes sont à base de couches de silicium minces déposées par épitaxie en phase liquide ou en phase vapeur sur un substrat bon marché.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

5.2.2.1 Cristallisation

Il reste surtout à améliorer les performances de la cristallisation pour augmenter les longueurs de diffusion des porteurs minoritaires dans la base de la photopile. La fusion du silicium en lingot cylindriques se fait encore pour les monocristaux par la méthode Czochralski.

La cristallisation progressive en lingots parallélépipédiques pesant actuellement plus de 120 kg est devenu le standard pour les polycristaux (Polyx chez Photowatt). Des équipements commerciaux utilisant la technique HEM [12] sont proposés dans le monde entier par Crystal Systems (USA). En Allemagne, les investissements sur le procédé de cristallisation ont plus ou moins échoué: l'atelier de Bayer Solar à Freiberg, basé sur la coulée en lingotières automatisé, et une usine plus grande à Gelsenkirchen. En France, l'extension de la capacité de production de lingots et les recherches sur un procédé "électromagnétique" sans creuset commencés en 90 chez Photowatt en partenariat avec le Madylam de Grenoble ont conduit à la création de la société française EMIX qui s'est installée à La Souterraine dans la Creuse en 2002.

Concernant la fabrication de rubans continus, dispensant de découper des lingots en plaquettes, de très nombreux procédés ont été explorés au cours des années 80. Ne subsistent aujourd'hui plus que la technique EFG-nonagone, héritée de Mobil et qui suscite la grande confiance de Schott Solar dans la période de tension actuelle, puisqu'elle lui permet de n'utiliser que 5 g/Wc de silicium brut comparé à 11 g/Wc pour Photowatt (multicristal).

5.2.2.2 Sciage des plaquettes

En amont, le problème du sciage en plaquettes fines a été résolu par la technique du sciage à fil. On a même développé récemment un recyclage de l'abrasif (Carbure de Silicium), élément déterminant dans la décomposition du coût du sciage. La perte de découpe (kerf) typique des scies à diamètre intérieur (IDS) était de 310 à 350 µm. La perte de découpe (kerf) typique des scies à fil (WS) est de 200 à 240 µm. Cela veut dire qu'il faut 680 µm de silicium en technique ID et 570 µm en technique WS pour faire une plaquette d'épaisseur 350 µm. D'où un gain matériau de plus de 16 %. L'épaisseur typique des plaquettes au silicium monocristallin est maintenant de 180/200 µm. Elle augmente avec la dimension géométrique des cellules pour en maintenir la rigidité dans le processus de leur fabrication. C'est une des raisons de la limite actuelle à l'augmentation de la taille des cellules (150 mm x 150 mm).

5.2.3 Cellules à haut rendement

Le développement de cellules avec des architectures nouvelles permettant d'atteindre des rendements de conversion de 20% nécessitera de réaliser en technologie industrielle des opérations difficiles : découpage de plaques très minces, passivation face avant au $Si_3 N_4$, contacts métalliques enterrés par sérigraphie fine avec alignement,- dopages localisés, recuits rapides, dépôts homogènes de Si amorphe très minces et sur surfaces texturées , métallisation à basse température, etc … Des rendements encore plus élevés sont possibles: jusqu'à 24.2 % et même 27 % sous concentration. Ces performances de laboratoire sont obtenues au prix de procédés sophistiqués, encore trop chers pour passer en production.

Les techniques de "recuit rapide" permettent de diminuer le budget thermique de différentes étapes technologiques de fabrication. Une nouvelle génération de fours a vu le jour, d'abord pour les applications microélectronique, basée sur un transfert optique de l'énergie vers le matériau grâce à la lumière émise par de puissantes lampes tungstène-halogène. Dans ce type de four, on ne chauffe que l'échantillon (les parois du four étant refroidies) avec une montée extrêmement rapide en température, qui favorise l'accélération de toutes les cinétiques (telles que la recristallisation, la diffusion des dopants ou la croissance d'oxyde de sorte que les durées de traitements mises en jeu sont raccourcies (souvent inférieures à la minute). Cette nouvelle technique, offre en outre la possibilité de simplifier au maximum

[12] « Heat Exchange Method »

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

le procédé technologique par une réalisation simultanée de plusieurs étapes telles que la formation de la jonction, du surdopage en face arrière et des passivations de surface.

5.2.4 Evolution des prix des modules cristallins

Pour résumer, on peut penser que dans les étapes du processus de production conduisant de la charge de silicium au module PV, les baisses de coût résulteront principalement de la courbe d'apprentissage suivant laquelle les coûts de fabrication diminuent d'un facteur deux chaque fois que la production cumulée est multipliée par 10. Ajoutée à une meilleure organisation de la production, et à une automatisation des machines et des transferts, cette courbe devrait conduire aux baisses de coûts décrits dans le Tableau 6.

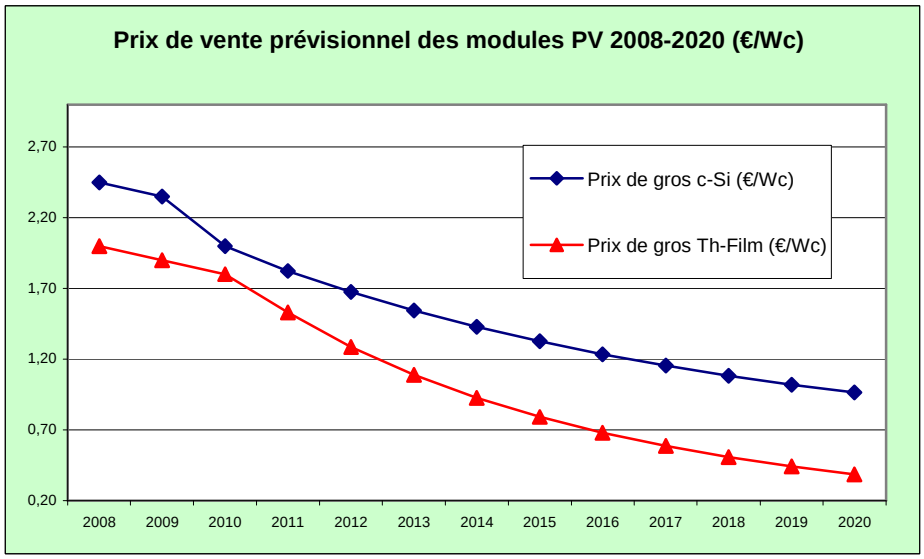


Tableau 6 : Evolution prévisible du prix des modules €/Wc de 2008 à 2020

5.2.5 Evolution du coût de l'électricité solaire

Comme l'indique le Tableau 7, les baisses de coût envisagées ci-dessus sont favorables à la diffusion des systèmes autonomes mais s'avèrent insuffisantes à l'échéance de 2010 pour rendre compétitifs les systèmes distribués connectés au réseau.

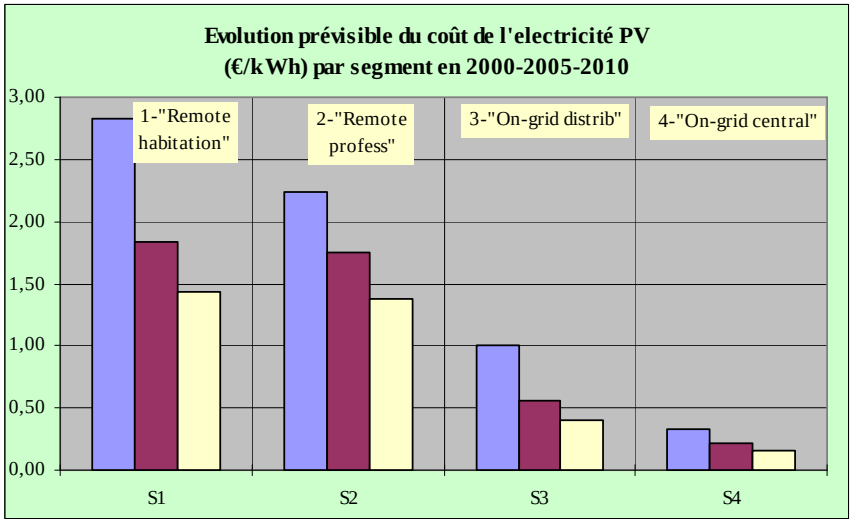


Tableau 7:Evolution du prix du kWh PV par segment en 2000-2005-2010 dans un climat européen (1000 kWh/kWc)

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

5.3 Modules en couches minces

Un programme renouvelé de R & D sur les photopiles en couches minces trouve sa justification dans les efforts visant à rendre compétitifs les systèmes PV intégrés à l'architecture et connectés au réseau. Elle conditionne la percée commerciale de ces systèmes. La France ayant jusqu'à fin 99, délibérément choisi de n'être pas présente sur ce segment, il n'est pas surprenant que les recherches sur les couches minces n'y aient pas été très favorisées.

On sait les difficultés rencontrées par la filière cristalline à ses débuts, pour avoir voulu démarrer sa carrière en remplacement des groupes diesel sur un marché non solvable (les pompes africaines) aux besoins immenses, et sur un marché solvable (les faisceaux hertziens) aux besoins relativement limités. On pourrait donc penser a priori que si les couches minces ne sont pas capables de se substituer à la filière cristalline, par un coût de production moindre pour des performances semblables, leur avenir est sérieusement compromis. Ce serait ne pas voir les avantages concurrentiels propres aux filières "couches minces".

Les caractéristiques des photopiles en couches minces qui peuvent les rendre plus attrayantes, ou plus performantes que les cellules cristallines sont :

- la grande flexibilité de taille et de forme permettant de faire des modules sur mesure.
- l'esthétique (couleur foncée, homogène et uniforme, connections des cellules en série presque invisibles l'oeil).
- une gamme variée de tensions et de courants dont les limites ne sont fixées que par l'optimisation des largeurs de bandes.
- la possibilité de les rendre vraiment semi-transparentes.
- la possibilité. de les intégrer sur toutes sortes de substrats, notamment des supports souples.
- la capacité de faire des générateurs 12 V de petite taille beaucoup moins chers que les générateurs cristallins équivalents (pénalisés par les coûts d'assemblage de petites cellules).
- la capacité de faire des générateurs monolithiques de très grande taille (jusqu'à 5,7 m²).

5.3.1 Silicium amorphe.

5.3.1.1 Historique

Le silicium amorphe hydrogéné (a-Si:H) s'est fait connaître dès 1975 par Spear et Lecomber de l'Université de Dundee. En 1977, David Carlson de l'équipe de RCA, annonçait qu'une cellule solaire de 5.5% avait été réalisée avec un matériau extrêmement économique (dans la mesure où son coefficient d'absorption de la lumière solaire était 10 fois plus élevé que celui du silicium cristallin). Depuis lors, d'autres méthodes de saturation des liaisons pendantes ont été testées, notamment l'utilisation du fluor (cellules à 6.5 % par Ovshinsky dès 1980). Vint ensuite la période commerciale du marché des calculettes solaires avec Sanyo, Tayio-Yuden et Kaneka au début des années 80, et des améliorations successives du procédé qui permirent de faire passer en 15 ans le rendement industriel des photopiles non encapsulées de 4% à un rendement encapsulé de 8%. Plus récemment le dopage de la face d'entrée par le carbone, puis le développement des jonctions tandem PIN-PIN et des jonctions triples dont la dernière est dopée au Germanium ont permis d'atteindre des rendements stabilisés de 12 % au laboratoire et de 10% en pilote industriel.

5.3.1.2 Forces et faiblesses

Les photopiles amorphes ont, sur celles au silicium cristallin, deux inconvénients: faible rendement et dégradation sous lumière (instabilité dite de Staebler-Wronski), qui sont de mieux en mieux surmontés par des artifices technologiques dans les dispositifs à défaut d'explication théorique sur les mécanismes fondamentaux. Grâce en particulier à la superposition de deux ("tandems") ou trois couches actives très minces, on a réduit la dégradation sous lumière de 30 % à 15% puis 10 %. Par ailleurs, c'est l'interface nécessaire entre ces couches qui a permis de développer les concepts de µc-Si dont nous mentionnons plus loin les développements récents.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

Le a-Si :H a aussi trois avantages majeurs: son fort coefficient d'absorption ce qui autorise de très faibles épaisseurs d'une part, sa faible consommation énergétique durant le cycle de production, et son aptitude à être déposé en grandes surfaces unitaires. Il est clair qu'une épaisseur de l'ordre du micron, diminue le risque de pénurie de silicium, d'autant que le produit de départ est du Silane. Le temps de retour énergétique est inférieur à un an. Enfin, pouvoir traiter des surfaces de l'ordre du m² d'un seul tenant est intrinsèquement plus économique que d'avoir à assembler des dizaines de plaquettes de 100 à 225 cm² produites séparément.

5.3.1.3 Problématique industrielle

Malgré un net ralentissement des progrès depuis le début des années 90, la confiance des investisseurs s'était à nouveau exprimée au milieu des années 90 par la construction de nouvelles usines de production (l'usine d'APS en 1994 dans la banlieue de San Francisco, puis en 1997, l'usine TF1 d'Amoco-Enron en Virginie fabricant la gamme Millenia, enfin, Canon-USSC à Troy, Michigan, avec ses produits UNISOLAR souples à jonction triple). Hélas, Canon a jeté l'éponge en 1998 (remplacé dans la joint venture par le belge Bekaert), et BP Solar a fermé l'usine de Virginie au début 2003.

Les petits systèmes "grand public" ne sont plus le débouché principal, mais bien les applications aux bâtiments. Un bâtiment public de démonstration équivaut en surface de photopiles à la saturation du marché français des bornes d'appel d'urgence… Aussi, depuis quelques années, des tuiles, bardeaux et autres éléments de toits et de façades incorporant des photopiles amorphes ont été développés en coopération avec des professionnels du bâtiment comme autant de symboles de l'adéquation d'un nouveau produit à une double fonction.

En plus de l'effet d'apprentissage, nous avons remarqué des réductions de coût liées à la taille unitaire des modules. Dans le domaine des couches minces, l'expérience montre que le coût variable par unité de surface des produits se trouve réduit de 19 % chaque fois que double la surface des dits produits. C'est l'une des raisons de la course aux plus grands modules. Hélas l'expérience a montré par exemple dans la filière CIGS que les rendements de production (yields) diminuent avec la taille des modules.

En outre, sachant que l'industrie des films minces est deux fois plus gourmande en capital que celle des photopiles traditionnelles, les capacités de production doivent être plus importantes pour mieux absorber des amortissements proportionnellement plus élevés et les coûts variables doivent être plus faibles. Deux raisons supplémentaires pour favoriser les modules de grandes tailles. Ces derniers arguments sont aussi les raisons pour lesquelles il y a un double risque à vouloir pénétrer trop tôt le marché avec des produits en films minces: si la taille de l'usine est trop petite, le point mort est au-dessus de la capacité de production et ne peut jamais être atteint; si l'usine est trop grande, les coûts fixes ne peuvent pas être absorbés par le volume limité qu'impose le marché. A ce titre, les usines de production de photopiles cristallines sont mieux adaptées que les usines de photopiles en films minces car elles peuvent être agrandies par tranches de quelques MWc.

Outre des recherches fondamentales qui continuent sur la préparation et les propriétés d'alliages a-Si :H, C-Si :H, Si-Ge :H dopés de façons variées, les innovations récentes et en cours portent sur les procédés et les machines permettant de fabriquer des structures de plus en plus complexes. On notera que la société Balzers Process Systems qui a repris les actifs et une partie de l'équipe de recherche de Solems en 1993, a développé à partir d'un savoir faire photovoltaïque, des machines de dépôt plasma de grandes dimensions pour la fabrication d'écrans plats. Par un juste retour des choses, il est probable que les progrès réalisés dans les process pour TFT (transistors en films minces) se répercuteront à nouveau dans la fabrication future de photopiles de grandes dimensions. Dans cette mouvance, l'américain Applied Materials vend en 2009 des usines clés en main susceptibles de produire des modules d'une dimension de 5,7 m².

Les couches minces au silicium amorphe ont connu un regain d'intérêt lors des années de pénurie de silicium. En effet, nombreux sont ceux qui ont vu dans l'avantage de coût de cette technologie, un avantage qui permettrait une diffusion massive. Il y a donc eu un effet de mode « couches minces », renforcé par les succès de First Solar et facilité par les offre clés en mains des géants Oerlikon et Applied Materials permettant à des investisseurs, en partant de zéro, de s'équiper de leur usine et de surfer sur la vague du solaire. Seulement, l'explosion attendue n'a peu lieu Et c'est même l'inverse qui s'est produit. Le ralentissement de la demande mondiale a provoqué une correction des prix significative sur les

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

technologies cristallines. Si bien que la technologie amorphe est devenu beaucoup moins intéressante car son différentiel de prix n'était pas assez important au regard des faibles rendements. Nous avons donc assisté à une série d'annulation de commandes d'usines clés en main. En même temps, c'est un juste retour des choses car la technologie amorphe, dans ses caractéristiques actuelles, n'est pas la candidate idéale pour atteindre la parité réseau puisque ses rendements son beaucoup trop faibles.

5.3.1.4 Dégradation

Les modules au silicium amorphe en tandem sont trois fois moins chers à produire au m² mais deux fois moins performants. Il en résulte qu'ils sont les meilleurs candidats dans les applications où le coût d'installation est modeste. Ainsi la filière amorphe, malgré ses faiblesses, reste un candidat crédible pour l'expansion des systèmes PV connectés au réseau, notamment pour le remplacement des tuiles, puisque pour cette application particulière, le rendement n'est pas un problème (on estime en effet qu'une puissance installée de 3 kW est amplement nécessaire; celle-ci occupe une surface de 50 m² avec un rendement stabilisé de 6 %). Une autre caractéristique intéressante des modules au a-Si:H est leur capacité d'autoréparer la dégradation sous lumière pendant la période d'été par un effet de recuit. A l'opposé des modules cristallins qui perdent en puissance 0.4% / °C d'élévation de température, ils se comportent donc comme s'ils avaient un coefficient de température positif.

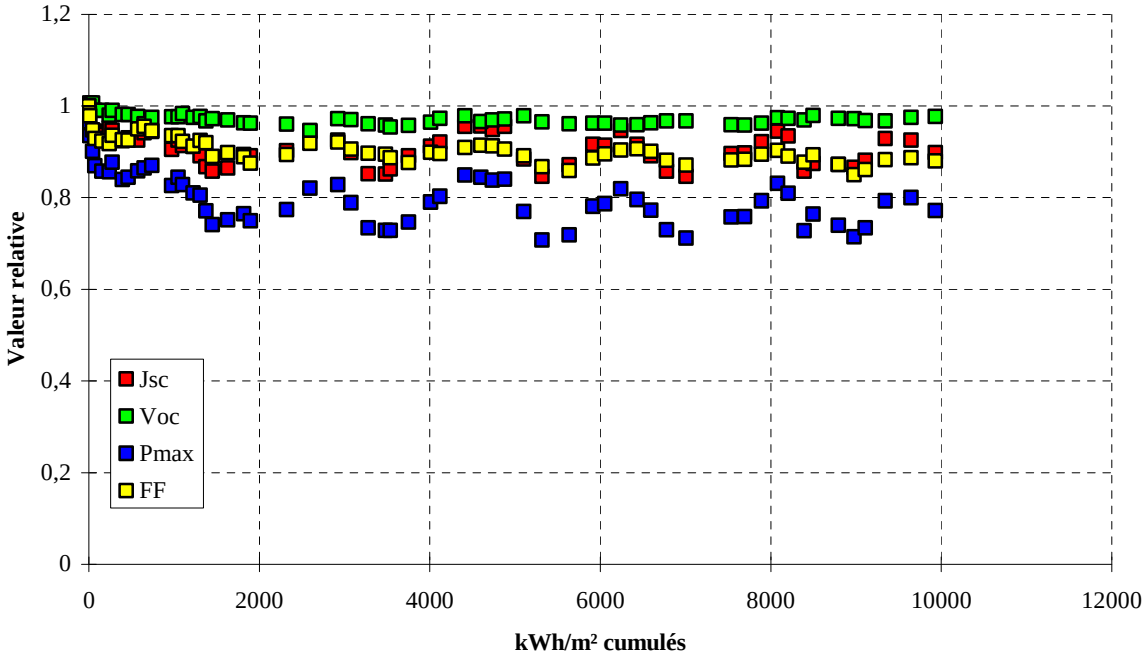


Figure 16 : Valeurs relatives de Pmax, Icc, Vco et FF de modules au silicium amorphe testés pendant 6 ans au Centre expérimental du GENEC à Cadarache

Si l'on tient compte en outre, du fait que les rendements des modules cristallins (rendement cellules) et amorphes (rendement d'ouverture) ne sont généralement pas comptabilisés de la même façon, on aboutit sur le terrain à des résultats beaucoup plus proches que sur les étiquettes. Typiquement, exposés en plein soleil en toiture à une température de 60°C, un module US-64 d'UNISOLAR donnera encore 70 W /m² alors qu'un module Photowatt PWX-500 ne donnera plus que 84 W /m² .

5.4 Semiconducteurs cristallins en couches minces.

Peut-on trouver une filière qui allie les avantages du Si cristallin: haut rendement, stabilité, et ceux du silicium amorphe: économie de matière, faible consommation énergétique, et aptitude à la production de grandes surfaces unitaires ?

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

En fait, il existe un spectre très étendu de composés semi-conducteurs présentant les caractères requis pour la conversion photovoltaïque.[13] Faisant le choix de matériaux à fort coefficient d'absorption, où les épaisseurs requises sont de l'ordre du µm, nous nous contenterons de mentionner les deux types les plus performants. En effet, deux options se détachent nettement depuis quelques années par leurs performances et leur simplicité de mise en oeuvre: la filière CdTe et la filière CIS (Cu In Se_2 et sa variante Cu (In,Ga)Se_2 encore dénommée CIGS), toutes deux le plus souvent associée à une couche fenêtre au CdS. Les performances des matériaux polycristallins sont étroitement reliées à la taille et à l'orientation des grains. Le type de conduction est en général gouverné par la composition chimique, notamment l'écart à la stoechiométrie, ce qui implique que le dopage des couches n'est le plus souvent pas nécessaire.

5.4.1 Le tellurure de cadmium CdTe

5.4.1.1 Historique

Jusqu'à une date récente, il était admis que la filière au CdS-CdTe représentait l'une des approches les plus prometteuses pour la conversion photovoltaïque terrestre. La valeur du gap du CdTe de 1.45 eV, est idéalement adaptée au spectre solaire et son très grand coefficient d'absorption fait que la quasi totalité du spectre est absorbée sur une profondeur de 2 µm, autorisant ainsi l'utilisation de matériaux relativement impurs dont la longueur de diffusion des porteurs minoritaires ne dépasse pas quelques µm.

Les premières cellules au CdTe ont été réalisées au Batelle Institut de Francfort, dès 1972. Après le démantèlement du Batelle en 92-93, cette activité a été reprise par quelques employés sous le nom de ANTEC. Depuis vingt ans que la recherche est active, les propriétés des films de CdS et de CdTe sont maintenant bien connues des chercheurs. Au moins huit techniques de dépôt de la couche active ont été envisagées: PVD (dépôt physique en phase vapeur), CVD (dépôt chimique en phase vapeur), CSVT (Close space vapor transport), ED (dépôt électrolytique), Screen Printing (sérigraphie), Spray Pyrolisis (vaporisation suivie de pyrolyse), Hot Wall Epitaxy (épitaxie en phase vapeur à courte distance), Atomic Layer Epitaxy (dépôt contrôlé de couches atomiques successives).

Cette technologie a connu un développement considérable ces trois dernières années sous l'impulsion de l'américain First Solar qui après de longues années de gestation, est en passe de devenir en 2009 le premier producteur mondial de modules photovoltaïques. La société propose des modules avec un rendement proche de 11% et un coût de fabrication de 0,93$/Wc.

5.4.1.2 Technologies

La plupart des cellules au CdTe utilisent en superstrat une couche de CdS de type N, dont le gap très élevé de 2.4 eV, lui permet d'agir comme fenêtre d'entrée de la lumière et comme barrière de potentiel (heterojonction CdS-CdTe). La couche fenêtre a en général une épaisseur de quelques dixièmes de microns. Le procédé de fabrication nécessite qu'au moins une étape se fasse à plus de 400°C, qu'il s'agisse du dépôt de CdTe ou du recuit postérieur indispensable. On ne sait toujours pas bien contrôler le dopage de type P du CdTe, naturellement N, à cause des lacunes de Cd. Un traitement avec Cd Cl_2 est trouvé bénéfique. Tout à la fois, il passive les grains, accroît leur taille et dope. On doit ajouter une couche ZnTe de type P, ce qui complique encore les procédés, rajoutant deux interfaces à caractériser.

Un autre problème difficile à résoudre est la formation d'un contact ohmique sur le CdTe à la fois bon et stable dans le temps. On cherche à enrichir la surface en Te pour minimiser la résistance de contact. Beaucoup utilisent une couche intermédiaire de graphite ou de carbone entre le CdTe et le métal. Il reste enfin un manque de compréhension dans la formation de la jonction P-N. Il semblerait qu'on ait affaire à une jonction N-P enterrée dans la couche de CdTe.

[13] Pour plus de détails techniques sur ces filières, on se réfèrera utilement à l'ouvrage " Photopiles solaires ", Alain Ricaud, Presses Polytechniques Universitaires Romandes (EPFL, CH 1015 Lausanne).

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

5.4.1.3 Toxicité

Les problèmes d'environnement associés à l'utilisation du Cadmium empoisonnent les tentatives de développement stratégique de cette filière. Pourtant le Cd est un élément déjà utilisé dans des proportions bien plus considérables; il est produit à partir de l'extraction du Zn à raison de 20 000 t par an; il très utilisé dans l'industrie, notamment dans les accumulateurs au Cd-Ni (58 %), comme pigment des peintures rouges (18%), et comme stabilisant pour le PVC (12 %). Une usine fabriquant 2 MW de photopiles au Cd Te en produirait seulement 60 kg par an (soit moins d'un gramme par module de 30 W). L'élément Cd présente une toxicité certaine quand on s'y trouve exposé de façon chronique (dans le long terme, il peut provoquer des dysfonctionnements rénaux ou des cancers du poumon); les composés du Cd tels que CdO, $CdCl_2$, $CdSO_4$, sont très solubles dans l'organisme humain. Ils sont donc dangereux, surtout au cours du processus de fabrication. Les fumées de CdO en particulier peuvent être très nocives. Certaines protections sont donc à prendre par les opérateurs dans le procédé de fabrication: manipulation des solutions, rejets, évacuation des fumées, d'où la nécessité de visites médicales à intervalles réguliers. En fait, dans le procédé " Electro-Deposition ", les opérateurs sont en général exposés à des concentrations 100 fois plus faible que la recommandation donnée par le HSE EH 40/93 (Occupational exposure limits: ISBN 011 882080X) qui est pour le Cd de 0.05mg /m^3 par 8h. d'exposition. La concentration létale est de 290 mg /m^3 pendant 10 mn. Plusieurs recommandations sont en cours d'élaboration à l'Union européenne pour limiter la production et l'utilisation du Cd dans l'industrie.

CdS et CdTe ne sont pas solubles dans l'organisme; CdTe en particulier est un composé extrêmement stable qui ne présente pas de toxicité sous cette forme. Le produit fini sous forme de module encapsulé ne présente donc aucun danger, même en cas d'incendie. Le battage médiatique autour du Cd empêche le développement de cette filière sur la base d'arguments plus émotionnels que scientifiques, ce qui fait dire aux acteurs de la filière que le CdTe est plus politiquement dangereux que chimiquement toxique...

5.4.2 Le séléniure de cuivre indium CuInSe2

Les alliages à base de **séléniure de cuivre indium** CuInSe2 ont été étudiés surtout par Boeing, Siemens Solar et un consortium européen mené par le ZSW (Stuttgart) qui a obtenu un rendement de conversion record de 12.7% sur un module de 730 cm^2. Malgré la difficulté connue de maîtriser cette filière à grande échelle, de nombreuses start-up, et notamment aux Etats-Unis, tentent actuellement de passer à un stade industriel. Mais au final, peux d'entreprises proposent des modules commerciaux et surtout, la majorité d'entre elles opère encore à un stade d'usine pilote. En 2009, Wurth Solar ainsi que Solibro proposent les produits avec les meilleurs rendements (autour de 11%), atteints grâce au procédé de coévaporation.

5.4.2.1 Le matériau CIS

Le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) est un matériau composé de type I-III-VI, de structure chalcopyrite très prometteur, puisque le rendement théorique de l'hétérojonction (n)CdS-(p)$CuInSe_2$ se situe autour de 25 %. Les cellules à base de composés chalcopyrites quaternaires du type $Cu(Ga,In)(Se,S)_2$ ont récemment atteint des rendements de 17 %. Les principales améliorations sont venues de l'élargissement de la bande interdite du $CuInSe_2$ (E_G= 1.02 eV) par l'utilisation d'alliages du type $CuGaSe_2$ et $CuInS_2$. Le coefficient d'absorption a le même seuil que celui du c-Si mais est 100 à 1000 fois plus fort dans la gamme 1.1 à 2.6 eV. La conductivité électrique est contrôlée par les écarts à la stoechiométrie, en particulier par le rapport Cu/In. Des mobilités d'électrons de 1000 cm^2/Vs et de trous de 20 cm^2 /Vs ont été mesurées dans le monocristal. Les niveaux accepteurs dominant sont liés aux lacunes de Cu et les niveaux donneurs aux lacunes de Se. L'utilisation du ZnS, en plus d'éviter le cadmium toxique, a l'avantage d'une bande interdite plus large (3.2 eV contre 2.4 eV) : ce qui permet des densités de courants plus fortes.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

5.4.2.2 Technologies

Parmi les très nombreuses méthodes de dépôt essayées, on notera: la coévaporation des trois éléments, la sélénisation de films d'In et de Cu, la pulvérisation cathodique de cibles prédéposées, l'irradiation laser d'un empilement de films des trois éléments, l'électrochimie, la technique de pulvérisation par spray, la sérigraphie. La première méthode est celle qui a permis à Siemens-Solar d'atteindre les plus hauts rendements. Le spray est certainement le plus simple à mettre en oeuvre mais son rendement matière est assez faible. A cause des problèmes d'environnement suscités par la présence-même en très faible quantité- de Cd dans la couche fenêtre, la communauté des chercheurs est en quête de matériaux inoffensifs, tels que certains oxydes transparents semiconducteurs comme le ZnO.

5.4.2.3 Développements industriels

Arco-Solar a été le premier à développer un module de taille industrielle (32.2x128.6 cm) au CIS dès les années 89. A l'époque, un module de 53 cellules en série produisait 17.7 V à 2.13 A pour une puissance max de 37.8 Wc. Il n'y a pas eu de suite commerciale immédiate, peut-être à cause des trop faibles rendements de production prévisibles déjà dans la phase pilote, peut-être aussi parce qu'il était difficile de se battre contre une technologie dominante à l'intérieur d'une même entreprise. La société EPV (Zoltan Kiss) avait annoncé à la conférence d'Hawaï (décembre 1994), la mise en production d'un module de 50 Wc de 0.62 m² ayant un rendement de 8.3 %. Compte tenu des faibles moyens techniques et financiers de cette société, cette annonce était encore une preuve du potentiel industriel remarquable de la filière CIS. La menace de pénurie de Silicium se faisant de plus en plus forte, à l'occasion de la conférence de Vienne, en Juillet 98, Siemens Solar a lancé commercialement un module CIGS de 10W avec 11.8 % de rendement.

En France, dans le but de valoriser les travaux du LECA/ ENSCP en matière de dépôts chimiques de couches semiconductrices, un Laboratoire Commun EDF R&D - CNRS/ENSCP a été créé sur le centre EDF-R&D de Chatou. La technologie des couches Cu(In,Ga)Se2 obtenues par un procédé électrolytique offre un fort potentiel de réduction des coûts. Initialement au stade «matériaux», le programme a été élargi dès 2000 au stade « module » et ce afin de prendre rapidement en compte la finalité «objet industriel ». Saint-Gobain s'est alors associé pour prendre en charge la mise au point d'un substrat adapté. Ce programme appelé CISEL pour Cuivre Indium Sélénium Electrodéposé, a reçu un fort soutien financier de l'ADEME. La structure de la cellule est la même que celle utilisée classiquement - verre/Mo (0.5µm) / CIGS(2µm) / CdS fait par CBD (30-50nm) / i-ZnO (sputtering) / n-ZnO:Al (sputtering) - sauf que l'absorbeur est fait par une combinaison dépôt électrolytique suivi d'un recuit sous pression de selenium à la place de la co-évaporation classique. Le procédé a permis en outre la réalisation de matériaux de différents gaps (1 à 1,6 eV). Actuellement le rendement record est de 11,6 % sur 0,1 cm² et une valeur de 6,4 % a été obtenue sur des plaques de 30 x 30 cm².

5.4.3 Films de silicium microcristallin µc-Si

Depuis quelques années, les films minces de silicium cristallin déposés sur un support suscitent un intérêt majeur en Europe. Aux USA, A.Barnett d'Astropower a abouti à une fabrication pilote en 1998. Le support est une céramique de composition confidentielle et la procédure de dépôt utilise un alliage de silicium en phase liquide. De nombreux laboratoires travaillent sur des projets encore plus ambitieux de fabrication de films de Si en phase vapeur sur supports de silicium, de céramique ou même de verre. Les photopiles épitaxiques (IMEC, Belgique) peuvent atteindre un rendement de 13 % même si le silicium support est très grossier, donc très économique. Sur support céramique on est parvenu à un rendement de 9,5 %.

La décomposition pyrolytique du silane et de l'hydrogène sur un filament chaud de tungstène (LPICM) permet de déposer du silicium microcristallin (µc-Si) sur un substrat de verre à 500°C à des vitesses relativement élevées (> 5 µm/h). Un réacteur de dépôt a été conçu à l'Ecole polytechnique de Palaiseau pour étudier les conditions de dépôt en grande surface. Les couches de µc-Si présentent une morphologie colonnaire et une texture superficielle à l'échelle du µm. Le dopage de type p ou n se fait in-situ par adjonction de diborane ou de phosphine au silane et les propriétés électroniques des couches sont

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

déjà prometteuses. Ces films minces ont les avantages de rendement et de stabilité, même si la qualité du dépôt n'est pas parfaite. Il a été montré récemment qu'une épaisseur de 3µ pouvait absorber la quasi totalité du spectre solaire. Plus encore qu'une économie de matière, la faible épaisseur requise permet d'utiliser des techniques de dépôt PECVD à 10 A /s, condition pour garder des propriétés électroniques décentes. Ce thème de recherche est relativement bien exploité en France (CNRS Strasbourg et LPICM, Polytechnique Palaiseau) mais encore à l'échelle de la recherche fondamentale seulement.

L'équipe du professeur Shah de l'Institut de microtechnique de Neuchâtel a pu démontrer que les couches de µc-Si :H déposées en utilisant la technique de VHF-GD (Décharge luminescente radio fréquence à 70 MHz) représentent un matériau très prometteur puisqu'ils ont réalisé des cellules dont la réponse dans l'infra rouge s'est considérablement améliorée (23.5 mA /cm² avec seulement 2.2 µ d'épaisseur de couche). En outre les cellules réalisées ne présentent plus aucune dégradation sous exposition à la lumière. L'idée du laboratoire de l'IMT est d'empiler une cellule p-i-n a-Si:H classique extrêmement fine avec une cellule p-i-n µc-Si:H de quelques µ d'épaisseur ("The micromorph solar cell"). En fait, la tension de la cellule inférieure étant encore relativement faible (400mV) on préfère pour l'instant réaliser une triple jonction de configuration: Verre/SnO_2 /a-Si:H PIN / a-Si:H PIN / µc-Si:H PIN / ITO / Ag et dont l'état de l'art donne une distribution de courant: 6.7/ 6.7 / 8.6 mA /cm². Dans cette configuration un rendement initial de 9.5% a été obtenu (Voc =2.03 V; FF= 69.6 % et Jsc= 6.73 mA /cm²).

En conclusion, les films minces de Si micro-cristallin, de CdTe et de $CuInSe_2$ sont des outsiders sérieux, capables en principe de pulvériser les performances combinées de rendement et de coût du Si cristallin massif. Leur développement, comme pour les nouvelles photopiles amorphes, passe par un travail difficile sur atelier pilote qui doit être mené en collaboration entre les laboratoires de recherche publics et l'industrie privée.

On notera que les photopiles de très haut rendement (composés III-V) ainsi que les systèmes à concentration restent un sujet intéressant, mais n'offrent pas de débouchés substantiels en Europe. Quant aux photopiles " exotiques ", elles n'ont pour le moment qu'un intérêt du point de vue de la recherche fondamentale. La plus séduisante, parce que la plus simple, la photopile « Graetzel »à base de TiO_2 et de colorants, a peu de chances de déboucher à grande échelle tant qu'elle comportera un électrolyte liquide et présentera certaines instabilités.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

6 L'industrie

6.1 Technologie des modules

Du point de vue des technologies, le silicium cristallin domine toujours les débats avec une part de marché, qui bien qu'en baisse, se situe toujours à un niveau élevé à 87%. Le fait marquant est le recul du monocristallin qui a sans doute été victime de la volonté des acteurs de réduire les coûts. La croissance des couches minces est notable car sur un marché en forte progression, leur part de marché globale a augmenté de 2,7 points ; notamment grâce à *First Solar* (CdTe) qui à lui seul a gagné 1,7 points. Dans l'univers des couches minces, le silicium amorphe (a-Si:H) fait figure de valeur refuge du fait de l'ancienneté de la technologie. Elle a donc logiquement bénéficié de l'effet de mode « couches minces », largement alimenté par les mouvements stratégiques d'Applied Materials et d'Oerlikon.

Technologie	2004	2005	2006	2007	2008
sc-Si	**528**	**666**	**1101**	**1806**	**3030**
	31,5%	31,7%	43,4%	42,2%	38,3%
mc-Si	**914**	**1100**	**1 179**	**1934**	**3773**
	54,5%	52,3%	46,5%	45,2%	47,7%
Ribbon	**55**	**61**	**66**	**94**	**107**
	3,3%	2,9%	2,6%	2,2%	1,3%
c-Si	**1 498**	**1 826**	**2 346**	**3 834**	**6909**
	89%	87%	93%	90%	87,3%
a-Si:H	**51,6**	**72,2**	**119,2**	**188,1**	**340**
	3,1%	3,4%	4,7%	4,4%	4,3%
CdTe	**13,5**	**29,0**	**68,5**	**201,1**	**507**
	0,8%	1,4%	2,7%	4,7%	6,4%
CIS	**4,5**	**4,5**	**5,1**	**21,4**	**79,1**
	0,3%	0,2%	0,2%	0,5%	1,0%
µcSi	**1,0**	**5,0**	**8,2**	**22,0**	**79**
	0,1%	0,2%	0,3%	0,5%	1,0%
Thin Films	**71**	**111**	**201**	**433**	**1005**
	4%	5%	8%	10%	12,7%
a-Si:H / CZ	**60**	**120**	**150**	**160**	**210**
	4%	6%	6%	4%	2,7%
Total	**1628**	**2057**	**2536**	**4279**	**7910**
Croiss.	*112%*	*26%*	*23%*	*69%*	*85%*

Tableau 8 : Production mondiale de cellules par technologie en MWc (2004-2008)

Le CIS et les jonctions tandem (a-Si:H/µc-Si) commencent à monter en volume et même si certains acteurs semblent se dégager, nul ne sait encore qui seront les leaders de demain.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

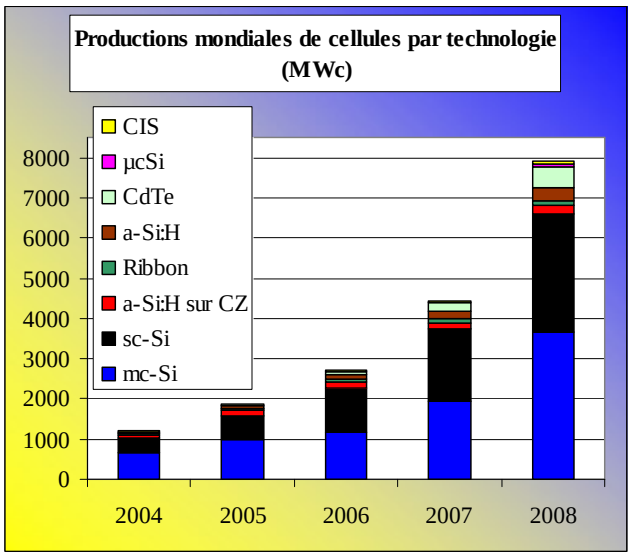


Figure 17: Production mondiale de cellules par technologie en MWc (2004-2008)

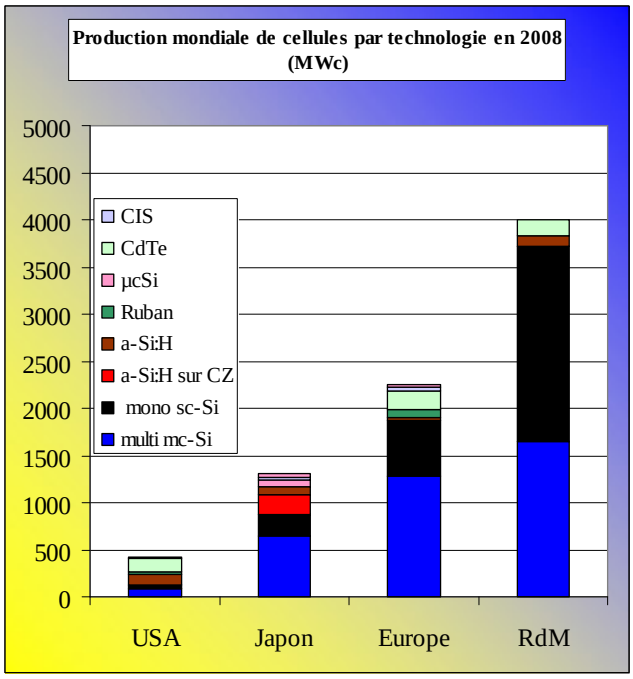


Figure 18: Technologies par région en 2008 (MWc)

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

Technologie	USA 2008	Japon 2008	Europe 2008	RdM 2008	Total 2 008	Total 2 007	% croiss
mono sc-Si	**30**	**333**	**595**	**2072**	**3030**	**1806**	*68%*
	7,1%	*26,3%*	*26,8%*	*51,8%*	*38,3%*	*42,2%*	
multi mc-Si	**91**	**755**	**1281**	**1646**	**3773**	**1934**	*95%*
	21,7%	*59,5%*	*57,7%*	*41,1%*	*47,7%*	*45,2%*	
Ruban	**27**		**80**		**107**	**94**	*13%*
	6,3%		*3,6%*		*1,3%*	*2,2%*	
c-Si	**148**	**1 088**	**1 956**	**3 718**	**6 909**	**3 834**	*80%*
	35%	*86%*	*88%*	*93%*	*87%*	*90%*	
a-Si:H	**122,6**	**76,0**	**25,0**	**116,4**	**340**	**188**	*81%*
	29,2%	*6,0%*	*1,1%*	*2,9%*	*4,3%*	*4,4%*	
CdTe	**145,0**	**0,0**	**195,0**	**167,0**	**507**	**201**	*152%*
	34,5%	*0,0%*	*8,8%*	*4,2%*	*6,4%*	*4,7%*	
CIS	**5,0**	**35,0**	**39,0**	**0,0**	**79,1**	**21,4**	*270%*
	1,2%	*2,8%*	*1,8%*	*0,0%*	*1,0%*	*0,5%*	
µcSi		**73,0**	**6**		**79**	**22**	*259%*
		5,8%	*0,3%*		*1,0%*	*0,5%*	
Films minces	**273**	**184**	**265**	**283**	**1005**	**433**	*132%*
	65%	*15%*	*12%*	*7%*	*13%*	*10%*	
a-Si:H sur CZ (HIT)		**210**			**210**	**160**	*31%*
		16,6%			*2,7%*	*3,7%*	
Total	**420**	**1268**	**2221**	**4 001**	**7 910**	**4 279**	*85%*

Tableau 9 : Technologies par région en 2008 (MWc)

Concernant les technologies par pays, la tendance observée en 2007 s'est accentuée en 2008 à savoir que, logiquement, les pays asiatiques, et la Chine en particulier, ont clairement pris le leadership sur le silicium cristallin. Ceci s'explique par l'excellence des asiatiques dans le rattrapage technologique, la densité des acteurs et également par l'attractivité qu'exerce la région sur les industriels occidentaux désireux d'installer des unités de production pour bénéficier d'une main d'œuvre et de matériaux à bas coût. A l'inverse, les USA restent le laboratoire des technologies en couches minces qui subiront moins la concurrence asiatique, le coût de la main d'œuvre étant moins déterminant que les facteurs technologiques et la propriété industrielle.

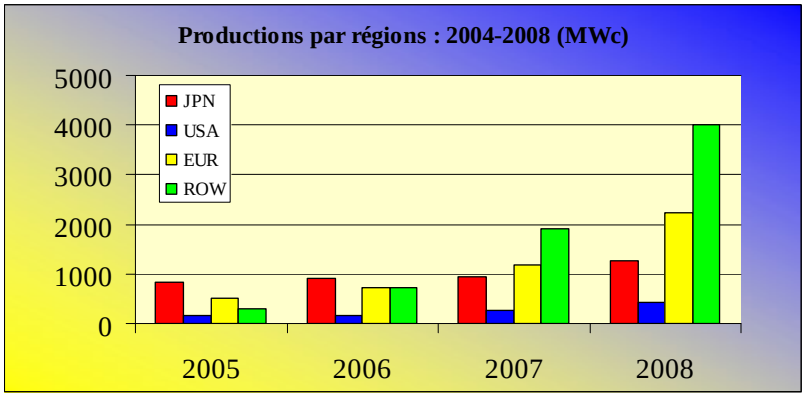


Figure 19 : Production par Région (2004-2008)

Avec une croissance sur un an de +110%, le Reste du Monde (en fait, la Chine et Taïwan) a une nouvelle fois pulvérisé son record. 50% (+5 pts vs 2007) des cellules sont désormais produites en Asie et 37% rien qu'en Chine (+4.5 pts vs 2007). Le Japon est reparti sur la voie de la croissance et les producteurs locaux devraient à l'avenir bénéficier de la relance du programme d'aide par le NEDO. L'Europe continue à croître de manière régulière et bénéficie du bon comportement de *Q-Cells*, mais également de *Schott Solar*, qui après une année 2007 difficile, semble revenir aux affaires, d'*Ersol* et de l'usine allemande de

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

First Solar. Pour ce qui est des Etats-Unis, leur croissance reste tributaire du succès des start-up développant des produits en couches minces.

6.2 Les principaux protagonistes industriels

On notera l'extraordinaire foisonnement des acteurs. Contrairement à ce qui se passait il y a seulement quatre ans où Sharp dominait le marché avec 27% de part de marché, la profession s'est à nouveau atomisée. Le leader *Q-Cells* ne capturant plus que 7,4% de part de marché, a réussi à conserver son leadership, acquis l'année dernière au détriment de *Sharp*. Malgré une fin d'année difficile où elle a dû revoir ses prévisions à la baisse, elle a tout de même affiché une croissance de +49%. *First Solar* s'est hissée au second rang avec une nouvelle année record (+152% vs 2007), marquée par le passage de la barrière mythique des 1$/Wc de coût de production. Elle sera sans nul doute candidate au poste de leader l'année prochaine. L'industrie chinoise reste extrêmement dynamique. *Suntech Power* conserve sa troisième place avec près de 500 MWc vendus. A la fin 2008, ce fût la première société à atteindre une capacité de production de 1 GWc. *JA Solar* (+127% à 300 MWc) qui fait un bond de 5 places au classement, *Yingli* (+94% à 281,5 MWc) à la septième place et *Trina* (+624% à 210 MWc) à la onzième place sont les autres flèches montantes de l'Empire du Milieu. L'industrie taïwanaise n'est pas en reste avec *Motech* en huitème position (+55% à 272 MWc) et *Gintech* à la treizième place (+199% à 180 MWc).
Les conglomérats japonais, quant à eux, perdent du terrain car leur croissance est moins prononcée.
Après une année 2007 marquée par un recul de sa production, *Sharp* a rectifié le tir (+30% à 473 MWc) mais se retrouve quatrième. *Kyocera* (+40% à 290 MWc) perd 2 places au classement et se retrouve sixième, tout comme comme *Sanyo* (+30% à 215 MWc) qui tombe à la dixième place. A noter également l'excellente année de l'américain *Sunpower* (+137% à 237 Mwc) qui, comme *First Solar*, profite pleinement du développement du marché des « utilities » aux USA.

16 premiers	2007	2008	Croiss.	Part
Q-Cells (De)	389,2	581,6	49%	7,4%
First Solar Inc. (US)	200,0	504,0	152%	6,4%
Suntech Power (China)	336,0	497,5	48%	6,3%
Sharp (Japan)	363,0	473,0	30%	6,0%
JA Solar (China)	132,4	300,0	127%	3,8%
Kyocera (Japan)	207,0	290,0	40%	3,7%
Yingli (China)	145,0	281,5	94%	3,6%
Motech (Taïwan)	176,0	272,0	55%	3,4%
SunPower (US)	100,0	237,0	137%	3,0%
Sanyo (Japan)	165,0	215,0	30%	2,7%
Trina (China)	29,0	210,0	624%	2,7%
SolarWorld (De)	170,0	190,0	12%	2,4%
Gintech (Taïwan)	60,2	180,0	199%	2,3%
Ningbo Solar (China)	100,0	175,0	75%	2,2%
Solarfun (China)	88,0	160,0	82%	2,0%
Schott Solar (De)	84,0	149,0	77%	1,9%
Reste du Monde	1623	3194	97%	40,4%
Cellules Monde	**4 279**	**7 910**	**85%**	**100%**

Tableau 10 : Les seize premiers producteurs qui représentent 40% du marché

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

6.2.1 Japon

Après avoir stagné en 2007, les entreprises japonaises sont de nouveau sur une tendance globale positive (+36% vs 2007). Néanmoins, compte tenu de la très forte croissance mondiale, leur part de marché a chuté en passant en un an de 22% à 16%.

Japon	2007	2008	Croiss.	Part
Fuji Electric	12	10	-17%	0,1%
Sharp	363,0	473,0	30%	6,0%
Kyocera	207,0	290,0	40%	3,7%
Sanyo	165,0	215,0	30%	2,7%
Mitsubishi El	121,0	148,0	22%	1,9%
Kaneka	45,0	57,0	27%	0,7%
Mitsubishi HI	14,0	40,0	186%	0,5%
Showa Shell		15,0		
Honda Motor		20,0		
Total	932	1268	36%	16%
Cellules Monde	**4 279**	**7 910**	**85%**	**100%**

Tableau 11 : production au Japon de 2007/2008 (MWc)

Le leader *Sharp* remonte suite à une année 2007 marquée par des difficultés d'approvisionnements en silicium. La production de son module a-Si:H/µc-Si a grimpé de 81% à 38 MWc. Cela semble être une indication des orientations stratégiques de *Sharp* qui, rappelons-le, avait annoncé en 2007 son intention de construire une usine de modules en couches minces de 1 GWc.
Kyocera et *Sanyo* ont connu une croissance tout à fait honorable et complètent le podium japonais.
Parmis les suiveurs, quatre sont spécialisés dans la production de modules en couches minces. *Kaneka* est restée stable à 45 MW sur les modules amorphes et commence à monter en volume sur les modules tandems, tout comme *Mitsubishi HI* dont la moitié de la production est consacrée à cette technologie.
Quant à *Showa Shell* et *Honda Motor*, elles sont aujourd'hui avec *Würth* les sociétés produisant les plus gros volumes de modules au CIS.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

6.2.2 Europe

L'industrie européenne a connu une nouvelle année de forte croissance (+90 % à 2 221 MWc, soit 28% de la production mondiale) tirée par l'Allemagne qui représente à elle seule plus de 65% de l'industrie européenne (+67% à 1 460 MWc).

Europe	2007	2008	Croiss.	Part
Q-Cells (De)	389,2	570,0	46%	7%
First Solar (De)	81,0	192,0	137%	2%
Deutsche Cell (De)	135,0	160,0	19%	2%
Ersol (De)	55,0	143,0	160%	2%
Schott Solar (De)	74,0	138,0	86%	2%
Scancell (No)	46,0	135,0	193%	2%
Isofoton (Sp)	87,0	130,0	49%	2%
Photovoltech (Be)	29,1	80,0	175%	1%
Sovello (De)	49,8	80,0	61%	1%
Solland (Nl)	36,0	60,0	67%	1%
Photowatt (Fr)	38,5	58,0	51%	1%
Conergy (De)		50,0		1%
BP Solar (Sp)	15,3	40,0	161%	1%
Sunways (De)	38,0	33,0	-13%	0%
Scheuten Solar (Be)	18,0	20,0	11%	0%
Würth Solar (De)	15,0	20,0	33%	0%
Solaria Energia (Sp)		20,0		0%
Helios (It)	10,0	16,0	60%	0%
Solarwatt (De)	10,0	13,0	30%	0%
SolarWorld (De)	170,0	190,0	12%	2%
X Group (It)	2,0	9,0	350%	0%
Solar Wind (Ru)	4,3	6,2	44%	0%
CSG Solar (De)	1,0	6,0	500%	0%
Solibro (De)		5,0		0%
Sontor (De)	1,0	3,6		0%
Avancis (De)		3,0		
Calyxo (De)	1,0	3,0	200%	0%
Centrosolar (De)	6,0	3,0	-50%	0%
Inventux (De)		2,0		0%
Signet Solar (De)		2,0		
Sulfurcell (De)	0,6	2,0	233%	0%
EniPower (It)	3,0	1,9	-37%	0%
PCMP (Ru)	1,7	1,5	-12%	0%
Johanna Solar (De)		1,0		0%
Odersun (De)	1,0	1,0	0%	0%
Omniasolar (It)		1,0		
FEE (Fr)	0,5	0,7	40%	0%
Total	1 170	2 221	90%	28%
Cellules Monde	**4 279**	**7 910**	**85%**	**100%**

Tableau 12 : Production en Europe de 2007/2008 (MWc)

Q-Cells, malgré des avertissements sur résultats en fin d'année affiche une croissance de +44% à 570 MWc et conserve son leadership mondial. Il faut ajouter à ce chiffre les 11 MWc produits par ses filiales dans les couches minces à savoir *Solibro* (CIS, 5 MWc), *Sontor* (a-Si :H/µc-Si, 3,6 MWc), *Calyxo* (CdTe, 3 MWc). La croissance future sur le segment cristallin va sans doute être moins rapide car *Q-Cells* va monter en volume dans son usine de Malaysie, tout comme *First Solar*, dont l'usine de

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

Francfort a une capacité moins importante mais dont le rôle est stratégique car elle fournit son principal marché, à savoir l'Allemagne.
SolarWorld affiche une croissance assez faible tandis que ses poursuivants sont sur une très bonne dynamique. A commencer par *Ersol*, qui prend une toute autre dimension (+160% à 143 MWc). *Schott Solar* repart bien également (+86% à 138 MWc), après une année 2007 où sa production avait reculé. Sa joint venture avec *Wacker* lui donnera accès à terme à du silicium bon marché. Le norvégien *REC Scancell* (+193% à 135 MWc) a connu également une forte croissance. Cependant, *REC* doit aujourd'hui faire face à des difficultés de mise en œuvre de son unité de production de silicium basée sur la technologie FBR (Fluidized Bed Reactor) dont la réussite est stratégique à long terme pour l'entreprise. *Photovoltech* (+175% à 80 MWc) réalise une bonne année. A noter que *EverQ* - ancienne filiale de *Evergreen*, *Q-Cells* et *REC*- prend son indépendance et devient *Sovello*. Enfin, le « fançais » *Photowatt* (+51% à 58 MWc) a progressé de manière honorable mais continue de reculer inexorablement (de 7ème à 11ème) dans la hiérarchie européenne et mondiale.

6.2.3 USA

Amérique du Nord	**2007**	**2008**	**Croiss.**	**Part**
Advent Solar	2,7	25	826%	0,32%
BP/Solarex	27,7	30,0	8%	0,38%
EPV	5,0	10,0	100%	0,13%
Evergreen	16,4	26,5	62%	0,34%
First Solar	119,0	145,0	22%	1,83%
Global Solar	3,0	5,0	67%	0,06%
Schott America	10,0	11,0	10%	0,14%
Solar Power Industries	3,5	25,0	614%	0,32%
SolarWorld	35,0	30,0	-14%	0,38%
USSC	48,0	112,6	135%	1,42%
Total	273	420	54%	5%
Cellules Monde	**4 279**	**7 910**	**85%**	**100%**

Tableau 13: Production en Amérique du Nord de 2007/2008 (MWc)

La production en Amérique du Nord s'est élevée à 420 MWc (+54% vs 2007), ce qui entraîne une baisse de la part de marché à 5%. Il est symptomatique de voir que dans un pays comme les USA, où règne la culture de l'innovation, les technologies en couches minces tirent l'industrie vers le haut avec en tête *First-Solar* et *Uni-Solar*, qui comptent pour plus de 60% de la production du pays, lequel mise à terme sur l'explosion de ses nombreuses start-up (*Nanosolar*, *Miasolé*, *Heliovolt*, *Solyndra*, *Solopower*, *Global Solar*, *Abound Solar*…).
Cependant, la technologie cristalline devrait attirer les investissements car compte tenu du marché potentiel, de nombreuses sociétés envisagent la mise en œuvre d'unités de production afin de servir le marché local.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

6.2.4 Reste du monde

Reste du Monde	2007	2008	Croiss.	Part
Suntech Power (China)	336,0	497,5	48%	6,3%
Jing Ao Solar	132,4	300,0	127%	3,8%
Baoding Yingli China)	145,0	281,5	94%	3,6%
Motech (Taïwan)	176,0	270,0	53%	3,4%
Sun Power (Philippines)	100,0	237,0	137%	3,0%
Trina (China)	29,0	210,0	624%	2,7%
Gintech (Taïwan)	60,2	180	199%	2,3%
Ningbo Solar (China)	100,0	175,0	75%	2,2%
First Solar (US)		167,0		2,1%
Solarfun (China)		160,0		2,0%
Neo Solar (Taïwan)	36	135,0	275%	1,7%
Changzhou Eging (China)	10,0	106,0	960%	1,3%
Canadian Solar (China)	40,0	102,8	157%	1,3%
China Sunergy (China)	78,0	100,0	28%	1,3%
Total	1904	4001	110%	50,6%
Cellules Monde	**4 279**	**7 910**	**85%**	**100%**

Tableau 14: production Reste du Monde de 2007/ 2008 (MWc)

La domination du Reste du Monde s'est accentuée encore en 2008 avec une production qui représente 50% du marché mondial. La Chine est évidemment en tête avec 37% de part de marché, soit 4 pts de plus qu'en 2007. Dans un contexte mondial de réduction des coûts, elle tire partie de son faible coût de main d'œuvre. Le leader incontesté est *Suntech Power* dont l'influence devrait encore s'accentuer dans les années à venir. Après avoir atteint une capacité de production de 1 GWc en 2008, elle s'attaque maintenant à l'industrialisation de la cellule PERL de l'UNSW (cellule détenant le record du monde de conversion photovoltaïque avec 25%). Elle est d'ores et déjà capable de produire des cellules monocristallines avec des rendements proches de 19% et des cellules polycristallines avec un rendement supérieur à 17%, le tout sans augmenter ses coûts de production actuels.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

7 Diagnostic.

L'année 2008 a été marquée par le déclenchement de la crise économique et financière et il faut reconnaître que nous avons eu de la peine à croire les chiffres dont nous avons pris connaissance concernant les productions industrielles. Compte tenu des conditions de marché et du marasme économique, les volumes sont exceptionnels. Il est de toute façon toujours difficile de s'assurer de la véracité des données avancées par des entreprises non cotées (on sait que certaines des entreprises interrogées ont tendance à gonfler leurs chiffres de 10 à 20%). En tout état de cause, une tendance semble se confirmer. L'Asie a pris le leadership sur la technologie cristalline. Comment imaginer le contraire alors que les technologies sont maîtrisées et que la production de modules au silicium cristallin, qui compte de nombreuses étapes de fabrication, bénéficie avantageusement du faible coût de main d'œuvre. Pourtant, le piège serait de penser que la Chine n'est compétente que pour fabriquer des « me-too products ». Cette nation s'est ouverte sur le monde et les patrons des meilleurs sociétés sont souvent aller se former dans des centres de recherche reconnus. Certaines sociétés chinoises souhaitent donc vraiment créer de la valeur ajoutée, preuve en est des entreprises comme Suntech et China Sunergy qui se placent désormais dans la course à la fabrication de cellules à hauts rendements. Bien sûr, toutes les entreprises chinoises ne se valent pas en terme de qualité.

Pour ce qui est de la percée des couches minces, l'année 2008, qui n'aura pas été celle de l'explosion, aura tout de même marqué le passage d'une nouvelle étape. En premier lieu, First Solar est devenue un modèle pour toute l'industrie de part ses réussites technologiques, sa rigueur dans la mise en place de standards de qualité et sa profitabilité économique. Par ailleurs, plusieurs entreprises sont en train de passer à une échelle supérieure. Uni-Solar, par exemple, semble avoir trouvé les solutions lui permettant de stabiliser son process et de passer à une production de masse. Elle vise maintenant à réduire ses coûts et à augmenter ses rendements de conversion en associant le silicum amorphe avec le silicium microscristallin. Elle a d'ailleurs obtenu des premiers résultats très encourageants. Les succès de Sharp, de Kaneka, de Mitsubishi Heavy et les offres d'Applied Materials et Oerlikon marquent l'essor des jonctions tandems (a-Si:H/µc-Si) dont les potentialités sont intéressantes pour autant que les rendements augmentent et dépassent la barre des 10%.

Du côté du CIS, les acteurs sont toujours aussi nombreux et l'aptitude à produire des communiqués de presse est bien souvent supérieure à la fabrication des modules. Pourtant, certains acteurs dépassent la phase pilote et sont sur le chemin de la production de masse.

Du côté de la demande, l'année 2008 aura été marquée par l'explosion en vol du marché espagnol. Considérée comme le nouvel eldorado, l'Espagne a été victime de son succès, finalement par manque de régulation. L'EPIA estime que 2,5 GWc y ont été installés en 2008, soit quatre fois plus que l'année précédente ! Le nouveau décret en place depuis septembre 2008 fixe une limite annuelle d'installation à 500 MWc avec une importance plus grande donnée aux installations en toiture.

L'Allemagne reste le second marché et les USA, en troisième position, présentent un très grand potentiel, tout comme l'Italie. A noter également que la Chine a récemment décidé de mettre en place un système d'aide qui ne manquera pas de renforcer sa position dans la production de cellules.

Alors que nous qualifiions l'année 2007 d'année de la bulle, nous pouvons qualifier l'année 2008, ainsi que celle qui va s'achever d'ANNEES DE TRANSITION. En effet, comme toute bulle, celle du photovoltaïque s'est caractérisée par un afflux massif d'acteurs opportunistes qui n'apportent pas de valeur au marché et se contentent d'exploiter le déséquilibre entre l'offre et la demande. De même, jusqu'en Octobre 2008, l'argent coulait à flot et permettait de financer les projets les plus fous. Pourtant, deux événements sont venus mettre un terme à cette situation. Tout d'abord, le bourgeonnement des acteurs a eu pour conséquence, et nous en avons souvent parlé, de mener l'industrie photovoltaïque vers une situation de surcapacité qui engendre déjà un phénomène de concentration et une baisse brutale des

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

prix. Ensuite, la crise financière a eu des conséquences sur les capacités de financement et incité les investisseurs à être plus sélectifs.

Nous connaissons donc une période de transition au cours de laquelle le secteur va s'assainir. La concentration sélectionnera les acteurs qui ont une réelle valeur ajoutée à apporter au marché. Nous sentons d'ailleurs bien que la période est à la définition des stratégies permettant d'atteindre la parité réseau et les acteurs de chaque technologie font le nécessaire pour réduire leurs coûts et augmenter leurs rendements de conversion. Ce processus verra sortir du marché les acteurs qui n'arrivent pas à actionner ces deux leviers.

Enfin, comme pour les marchés financiers, l'année 2008 et les déboires espagnols ont montré toute l'importance de la régulation et des instances politiques. En effet, le marché espagnol était devenu une bulle spéculative dont l'explosion ne s'est pas faite sans mal. Cela a eu le mérite de servir d'enseignement. Pour assurer sa pérennité, la filière doit se développer de manière stable et maîtrisée et s'inscrire également dans une logique énergétique et non seulement financière, et dans cette optique, les pouvoirs publics gardent un rôle important.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

8 Prospective : rôle des énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables représente la seconde marge de manoeuvre importante vis à vis des problèmes de réchauffement, d'épuisement des fossiles et des risques nucléaires. Quand on examine de plus près les scénarios proposés, on constate que les principales contributions attendues proviendront de la biomasse et de l'hydraulique. Mais le développement actuel de l'éolien dans les pays du Nord (qui reste très sous estimé en France) pourrait bien conduire en 2030 à une contribution au moins égale à celle des barrages hydrauliques en Europe, surtout si le concept d'éolien off-shore, encore à l'état de démonstration aujourd'hui, tient ses promesses.

Le photovoltaïque qui à priori apparaît quantitativement plus limité en Europe (quelques dizaines de TWh en 2010) pourrait bien nous surprendre dans les vingt ans qui viennent, même s'il reste vrai qu'il aura un rôle majeur à jouer dans le décollage du développement des pays les moins avancés, en particulier en zone rurale.

En France les études prospectives récentes montrent que le bois énergie pourrait contribuer dès 2015 ou 2020 à une quinzaine de Mtep dont les 2/3 en énergie thermique et 3 Mtep à 5 Mtep (15 à 25 TWh) sous forme d'électricité (cogénération et électricité seule), sans créer de concurrence d'usage avec la pâte à papier ou l'industrie du bois. Au total on peut raisonnablement tabler en 2020 sur la mobilisation de 15 à 20 Mtep d'énergie thermique renouvelable (10 de bois, 10 de déchets, de géothermie et de solaire thermique direct - eau chaude et chauffage -) et de 125 à 165 TWh d'électricité renouvelable (75 d'hydraulique, 15 à 25 d'électricité bois ou déchets, 30 à 50 d'éolien, 5 de photovoltaïque, et de 0 à 10 TWh de géothermie des roches fracturées).

Dans le monde (Tableau 15) nous projetons les consommations d'énergie primaire et d'électricité (TWh) pour le demi-siècle qui vient, sur la base d'une croissance annuelle de consommation d'énergie primaire de 1,5% /an et d'électricité de 2 % /an.

Consommation Mondiale (TWh)			2,00%	
Année	Croissance	Energie primaire	Electricité	electr / prim
1980	*1,5%*	82 270	9 723	11,8%
1985	1,5%	88 628	10 735	12,1%
1990	1,6%	100 960	12 166	12,1%
1995	1,6%	109 299	13 432	12,3%
2000	1,7%	118 444	14 831	12,5%
2005	*1,7%*	128 860	16 374	12,7%
2010	*1,6%*	140 054	18 078	12,9%
2015	*1,6%*	151 623	19 960	13,2%
2020	*1,5%*	163 985	22 037	13,4%
2025	*1,4%*	176 485	24 331	13,8%
2030	*1,3%*	189 003	26 863	14,2%
2035	*1,2%*	201 413	29 659	14,7%
2040	*1,1%*	213 580	32 746	15,3%
2045	*1,0%*	225 365	36 155	16,0%
2050	*0,9%*	236 626	39 918	16,9%

Tableau 15 : Projection des consommations mondiales d'énergie primaire et d'électricité (TWh) sur la base d'une croissance annuelle de consommation d'énergie primaire de 1.5 % / an et d'électricité de 2 % /an

Dans, le Tableau 16 nous projetons les capacités installées et la production mondiales d'électricité d'origine hydraulique (exprimée en TWh) sur la base d'une productivité moyenne de 3 500

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

heures (barrages et fil de l'eau) et une croissance annuelle des constructions de barrage de 2.5 %. La contribution de la grande hydraulique qui représente environ 17 % de la production d'électricité aujourd'hui sera du même ordre en l'an 2050.

Grande hydraulique		kWh / kWp	3 500		
		MW	MW	TWh /an	
Année	Croissance	Installé par an	Cum instal	Product hydro	Hydro / Elect
1980	*2,5%*	10 000	485 000	1 698	17,5%
1985	2,4%	11 314	538 877	1 886	17,6%
1990	2,3%	12 776	599 810	2 099	17,3%
1995	1,8%	14 314	668 234	2 339	17,4%
2000	1,5%	15 604	743 718	2 603	17,6%
2005	*1,5%*	16 810	825 318	2 889	17,6%
2010	*2,0%*	18 198	913 314	3 197	17,7%
2015	*2,1%*	20 112	1 009 930	3 535	17,7%
2020	*2,0%*	22 292	1 116 981	3 909	17,7%
2025	*1,9%*	24 588	1 235 286	4 324	17,8%
2030	*1,8%*	26 988	1 365 388	4 779	17,8%
2035	*1,7%*	29 477	1 507 762	5 277	17,8%
2040	*1,6%*	32 038	1 662 804	5 820	17,8%
2045	*1,5%*	34 650	1 830 813	6 408	17,7%
2050	*1,4%*	37 291	2 011 978	7 042	17,6%

Tableau 16 : Projection de la production mondiale d'électricité d'origine hydraulique sur la base d'une croissance continue de 2,50 % / an

Photovoltaïque		kWh / kWp	1 250		
		MW	MW	TWh /an	
Année	Croissance	Installé par an	Cum instal	Product PV	PV / Elect
1980	20%	3	7	0,008	0,00%
1985	43%	19	70	0,088	0,00%
1990	19%	46	235	0,294	0,00%
1995	11%	78	551	0,688	0,01%
2000	29%	278	1 399	1,749	0,01%
2005	45%	1 808	6 185	7,732	0,05%
2010	*30%*	10 511	36 796	45,994	0,25%
2015	*25%*	37 527	158 868	198,585	0,99%
2020	*15%*	105 362	534 691	668,364	3,03%
2025	*10%*	202 708	1 342 431	1 678,038	6,90%
2030	*5%*	311 623	2 688 897	3 361,121	12,51%
2035	*0%*	378 780	4 477 969	5 597,462	18,87%
2040	*-5%*	359 841	6 352 931	7 941,164	24,25%
2045	*-10%*	263 784	7 884 933	9 856,166	27,26%
2050	*-15%*	147 108	8 848 477	11 060,597	27,71%

Tableau 17 : Projection de la production mondiale d'électricité photovoltaïque

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

Dans le Tableau 17, nous projetons les capacités installées et la production mondiales d'électricité photovoltaïque (TWh) sur la base d'une productivité solaire moyenne de 1 250 kWh / kWp . an et une croissance des ventes annuelles variable, de 30% jusqu'en 2000, puis 45% jusqu'en 2005, suivi d'une diminution graduelle de 2010 à 2050.

Le résultat est surprenant : bien que non mesurable aujourd'hui, la contribution du photovoltaïque devient significative à partir de 2025 où couvrant la totalité des toitures, elle représente 7 % (1 678 TWh/an) et pourrait atteindre 28 % en 2050. Il est évident que bien avant cette époque, le stockage de l'hydrogène, les piles à combustible et l'interconnexion des réseaux électriques mondiaux devront être réalisés pour pouvoir stocker et redistribuer une telle quantité d'énergie aléatoire.

Dans le Tableau 18, nous projetons les capacités installées (MWc) et la production mondiale d'électricité d'origine éolienne (TWh) sur la base d'une production moyenne de 2 500 kWh / kWp / an et une croissance des ventes annuelles variables (très forte au début, puis en diminution), au fur et à mesure de la saturation des sites. La contribution de l'éolien devient significative à partir de 2020 où elle représente 6 % avec un parc installé de 530 GW et se rapproche de 10% en 2035. A cette époque, tous les bons sites seront saturés et l'éolien off-shore sera généralisé.

Au cours des années 1995-2005, les installations d'éoliennes ont largement dépassé en Allemagne, au Danemark et en Espagne, les prévisions des plus optimistes. Mais depuis 2005, on sent un net ralentissement, notamment en Allemagne, dû à la saturation des bons sites.

Eolien			***kWh / kWp***	***2 500***		***TOTAL***
		MW	**MW**	**TWh /an**		***Renouvelable***
Année	***Croissance***	**Installé par an**	**Cum instal**	**Product éolien**	**Eol / elect**	**% elect**
1980	**10%**	**60**	**80**	**0,200**	**0,00%**	**17,5%**
1985	**52%**	**490**	**1 430**	**3,575**	**0,03%**	**17,6%**
1990	**-11%**	**274**	**2 409**	**6,023**	**0,05%**	**17,3%**
1995	**35%**	**1 250**	**5 032**	**12,580**	**0,09%**	**17,5%**
2000	**28%**	**4 327**	**17 758**	**44,395**	**0,30%**	**17,9%**
2005	**17%**	**9 300**	**56 869**	**142,173**	**0,87%**	**18,6%**
2010	***15%***	**19 725**	**131 932**	**329,831**	**1,82%**	**19,8%**
2015	***10%***	**37 949**	**283 150**	**707,875**	**3,55%**	**22,3%**
2020	***0%***	**55 561**	**532 445**	**1 331,114**	**6,04%**	**26,8%**
2025	***-5%***	**52 783**	**807 474**	**2 018,685**	**8,30%**	**33,0%**
2030	***-10%***	**38 693**	**1 032 195**	**2 580,488**	**9,61%**	**39,9%**
2035	***-15%***	**21 579**	**1 173 533**	**2 933,832**	**9,89%**	**46,6%**
2040	***-20%***	**9 011**	**1 240 992**	**3 102,481**	**9,47%**	**51,5%**
2045	***-30%***	**2 584**	**1 264 857**	**3 162,143**	**8,75%**	**53,7%**
2050	***-40%***	**372**	**1 269 810**	**3 174,526**	**7,95%**	**53,3%**

Tableau 18 : Projection de la production mondiale d'électricité éolienne

Si l'on cumule les contributions du Photovoltaïque (28 %), de l'éolien (8 %), et de la grande hydraulique (18 %), cette dernière évoluant à peu près au même rythme que la consommation d'électricité (2.5% par an), on peut dire que à l'horizon 2050, la contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité peut dépasser les 50 %, les nouvelles ENR contribuant pour leur part à plus de 40% (Figure 20).

C'est ce que nous voulions démontrer.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر

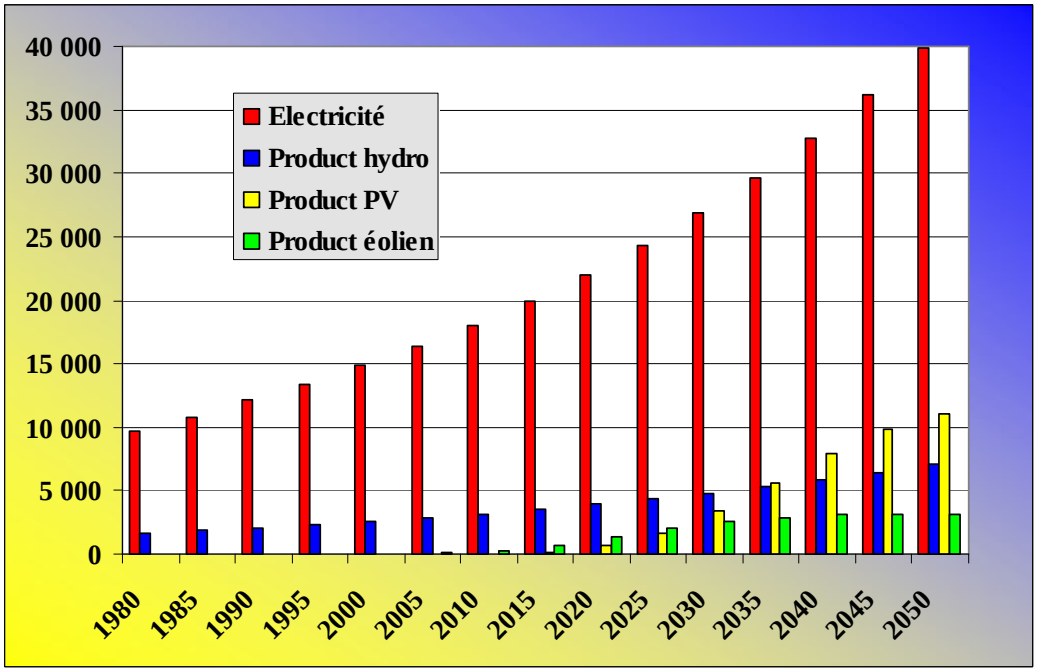


Figure 20 : Evolution des parts de l'électricité d'origine renouvelable (hydraulique, photovoltaïque et éolienne) pouvant satisfaire jusqu'à 60% de la consommation mondiale en 2050

Mais la vraie question d'aujourd'hui est bien de savoir quelles stratégies adopter, pour se diriger dans la direction suggérée par les scénarios de développement sobre plutôt que de consacrer l'essentiel de ses forces à la spirale qui consiste à développer toujours plus vite et sans limite des filières énergétiques en même temps que les technologies susceptibles d'en limiter les dégâts potentiels.

9 Conclusion.

Compte tenu de la part prépondérante du coût du stockage et de la gestion de l'énergie, le marché des systèmes PV autonomes pourrait se satisfaire longtemps des photopiles en silicium multicristallin, dont le coût baisse petit à petit.

En revanche, pour rendre compétitifs les systèmes PV connectés au réseau avant 2020, des ruptures de pente sont indispensables sur le coût des modules. Soit par l'augmentation des rendements (> 20%) sur du silicium monocristallin de haute pureté (c'est le but du projet PHARE proposé par un consortium de 14 acteurs français autour de la plate-forme RESTAURE du CEA Grenoble), soit par l'arrivée à maturité des modules en couches minces à faible rendement et à faible coût. Il apparaît en effet que la marge de progrès technique disponible sur les filières de photopiles en couches minces (chalcogénures ou silicium microcristallin) est importante. La mise au point industrielle de ces filières à bas coût est déjà largement commencée aux USA (Global Solar, First Solar, USSC), au Japon (Sanyo, Kaneka, Showa Shell) et en Allemagne (Würth Solar, Solibro, Sulfurcell), et encore au stade de pilote en France avec le projet CISEL d'EDF.

Nous n'avons volontairement pas parlé dans ce document des travaux sur l'évaluation de la production énergétique aléatoire sur des réseaux distribués, sur l'éventualité de stockage intermédiaire et de sa régulation (nouveau stockage à air comprimé, accus améliorés, piles à combustible, régulateurs, onduleurs, modules à courant alternatif, connexion au réseau et autres composants), qui nécessiteraient une étude séparée.

En trente ans, le solaire photovoltaïque a fait la moitié du chemin entre ses débuts modestes et son débouché vers la production d'électricité, en complément des sources classiques (fossiles et nucléaire). Avec le développement enthousiaste des systèmes connectés au réseau, il franchit cette étape symbolique avec un dynamisme remarquable qu'il faut encourager.

WWW.DZPEN.COM | قلم الجزائر