



Propositions pour la restructuration du photovoltaïque français

Alain RICAUD, 22 Janvier 2011



Sommaire

A.	Introduction.....	4
B.	Les idées fortes.....	4
1.	Les caractéristiques du PV.....	4
2.	... et leurs conséquences	4
C.	Le contexte mondial	6
1.	L'historique.....	6
2.	Situation de la production et des installations mondiales en 2009.....	6
a)	Volume cumulé à fin 2009.....	6
b)	Les installations cumulées.....	7
c)	Performances	7
d)	Coûts.....	7
e)	Répartition géographique	8
3.	Technologies.....	8
a)	Courbe d'apprentissage	10
b)	Modules au silicium cristallin pour moins de 1€/Wc ?.....	11
4.	Prospective	11
D.	Le contexte français.....	16
1.	Comprendre les erreurs du MEEDDM.....	17
2.	Pourquoi la France n'est-elle pas dignement représentée ?	18
3.	Quelle motivation ?	18
4.	Quels objectifs ?	19
5.	Les tarifs d'achat, principal instrument de soutien.....	19
6.	La CSPE	20



E.	Propositions.....	22
1.	Sur le tarif d'achat	22
2.	Recommandations sur les objectifs.....	23
3.	Définir un indicateur de coût	23
4.	Moratoire et gestion de la file d'attente.....	24
5.	Concernant l'industrie, que faire ?.....	24
a)	Options possibles ? Stratégie de suiveur ou stratégie de rupture ?	24
b)	... et comment faire ?	25
c)	Financement des développements	25
d)	Lien R&D / entreprises / fonds d'investissement.....	26
e)	Groupement d'entreprises.....	27
f)	Construction de la filière à partir de l'amont ou de l'aval.....	27
F.	Proposition de création de nouveaux business.....	28
1.	En production	28
a)	Le CIGS.....	28
b)	Les challenges à relever.....	29
2.	Et dans l'aval.....	29



A. Introduction

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

Après avoir rappelé quelques idées fortes, je fais un petit historique au niveau mondial et donne quelques éléments de prospective, puis je me concentre sur le contexte français, particulièrement l'aspect industriel. Concernant les aides par les tarifs, mes propositions sont très proches de celles émises par l'association « Hespul » et le « CLER » avec lesquelles nous avons une grande proximité de pensée.

B. Les idées fortes

1. Les caractéristiques du PV

Le photovoltaïque comporte certains avantages et quelques inconvénients :

- La source est bien d'origine nucléaire ; sa durée de vie se compte en milliards d'années et le retraitement des déchets y est intégré, à 150 millions de km de distance.
- Elle est assez également répartie sur l'ensemble de la planète avec des ratios de gisement allant de 1 à 3 .
- Chacun de nous dispose de la source à sa porte
- Les installations sont silencieuses, non polluantes et demandent très peu de maintenance.
- La construction est modulaire
- La décroissance des coûts de fabrication des modules suit la loi de Verdoorn des objets industriels : diminution du coût unitaire de 20% chaque fois que double la production cumulée.
- La source est diluée (50-900 W/m²), elle est à la fois périodique et aléatoire, elle ne se stocke pas facilement.
- Le facteur de charge est faible (1 200 h d'ensoleillement correspondent à un taux d'utilisation de 14%).
- Les rendements photovoltaïques restent encore relativement faibles (5 à 20 %).

2. ... et leurs conséquences

Ces quelques caractéristiques simples ont des conséquences considérables.

- L'énergie solaire photovoltaïque doit se comprendre dans le cadre d'un triple changement de paradigme : le passage des énergies « stocks » aux énergies « flux » d'une part, une grande égalité d'accès d'autre part, et enfin de proximité démocratique (les consommateurs



deviennent en même temps producteurs), donc une véritable rupture dans nos modes de raisonnement.

- En outre, elle ne peut pas être source de conflits armés prédateurs de territoires comme c'est le cas pour les énergies fossiles, mais seulement de guerres économiques.
- L'irradiation solaire annuelle sur l'ensemble de la planète au niveau de la mer (754 million de TWh) représente plus de 5 000 fois l'énergie que nous consommons en 2005 (environ 12 Gtep ou 139 000 TWh¹). Sur le long terme - environ 50 ans - le potentiel extractible des différentes sources d'énergie renouvelable pourrait en pratique couvrir la consommation mondiale actuelle - qui pourrait rester constante si nous options tous pour l'efficacité et la sobriété: la biomasse 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 Gtep (2 900 TWh), et la géothermie des couches profondes 0.2 Gtep (2 300 TWh).
- Le PV ne doit pas être vu comme une technologie supplémentaire pour construire des centrales électriques, en s'en remettant à un oligopole d'opérateurs, mais un moyen parmi beaucoup d'autres de transformation de la société.
- En outre, les enjeux ne portent pas tant sur le volume des puissances installées en France, mais - comme l'a si bien montré l'Allemagne - sur la création d'industries innovantes et exportatrices.
- Comme la production peut avoir lieu sur le site d'utilisation, à terme la « parité réseau » se mesurera en comparaison du tarif domestique, grâce à des compteurs réversibles. Il faut donc clairement distinguer les producteurs d'électricité de type « utilities » comme les centrales au sol dont l'objectif est de vendre cette électricité (l'ancien paradigme), et les utilisateurs qui auto consommeront toute leur production, et utiliseront le réseau comme un moyen de « stockage temporaire » qui contrebalance le déphasage entre production et consommation (le nouveau paradigme).
- Les systèmes photovoltaïques ne suivent pas de véritable loi d'économie d'échelle dans leurs coûts d'installation. D'où l'inutilité économique de programmes de grandes centrales en plein champ. L'argument de l'aide à l'augmentation des volumes est fallacieux, il ne vaut que temporairement, dans le cadre d'un tarif très favorable comme c'est le cas aujourd'hui en France.
- Ses possibilités décentralisées en termes d'installations sont sources d'emplois, avec une grande diversité d'approches. La révolution informatique de bureau suivie de l'internet qui ont cassé le monopole d'IBM des années 70, nous ont montré le chemin; à nous de répondre

¹ 1Mtep = 1,3 Mtec = 11,680 TWh = 11,680 10⁹ kWh = 42 10⁹ MJ (Mégajoules).



présents dans cette fabuleuse révolution pour redonner confiance et espoir aux générations futures ...

- Concernant le stockage, les réseaux intelligents incluront la partie recharge de véhicules électriques : chargés au travail et déchargés en différé, les véhicules « transporteront » l'énergie solaire du midi vers le soir, rendant ainsi à la collectivité à la pointe de 19h, un service d'usage autre que le seul transport.
- Malgré une relative stagnation des rendements photovoltaïque, des progrès considérables peuvent encore être faits pourvu que la recherche fondamentale sur les nouveaux matériaux (cellules multi spectrales, absorption à deux photons par des semi-conducteurs magnétiques, couches minces, etc...), et les recherches appliquées pour leur mise en œuvre industrielle soient accompagnées de façon structurée et pérenne.

Dans le contexte actuel où c'est encore une industrie qui a besoin d'aide, la vision du législateur doit être globale et à long terme.

C. Le contexte mondial

1. L'historique

Le secteur du photovoltaïque terrestre existe depuis 1973 : autant dire que c'est une technologie mature et fiable d'autant plus qu'elle est directement issue du domaine spatial (Programme Apollo de la fin des années 60). Les premières centrales (1975-1995) étaient destinées aux pays du tiers monde dépourvus de réseau et, jusqu'en 1995, le taux de croissance du secteur était de 10-15% /an, puis est passé à 30-40% à partir de 1997², atteignant 80%, voire supérieur à 100% (2004).

Ajouté aux préoccupations environnementales des gouvernements, le principe de la connexion au réseau et des tarifs d'achat (feed-in tariff : FIT) ont vraiment propulsé le PV au devant de la scène, qui connaît ainsi des taux de croissance réservés à de rares secteurs d'activité vraiment innovants et ce depuis maintenant plus de 12 ans.

2. Situation de la production et des installations mondiales en 2009

Pour ne donner qu'un chiffre dans la comparaison au secteur de l'électronique, la consommation de silicium de base qui ne représentait en 1995 que 10% des 17 000 tonnes annuelles de l'industrie électronique (rebuts, casse, têtes et queues de lingots), est passée à 74 000 tonnes en 2009, reléguant celle-ci à un consommateur marginal de matière première !

a) Volume cumulé à fin 2009

A fin 2008, ont été produits 21 500 MWc de modules dont 5 661 depuis le Japon (26 %), 6 114 MWc depuis l'Europe (28%), 1 783 depuis les USA (8 %) et 7 957 Reste du Monde (37 %).

² Source Cythelia 'l'électricité photovoltaïque' 31-08-2005



A fin 2009 le volume cumulé passe à 31 000 MWc et probablement 43 000 MWc à fin 2010. On note que si tous ces modules étaient en place et en bon ordre de marche, leur production, pondérée par le facteur de charge, équivaldrait à celle de 5 tranches nucléaires de 1 200 MW. On peut dire que le photovoltaïque est bien sorti de son ghetto de source d'énergie tout juste bonne pour les services des systèmes isolés.

b) Les installations cumulées³

14 450 MWc fin 2008 pour les installations connectées au réseau et 16 600 MWc tous segments confondus. Plus de la moitié de la production mondiale est installée en Allemagne chaque année, les deux-tiers allant à la Bavière qui risque à ce rythme de rencontrer localement des problèmes de saturation de réseau.

A fin 2009, les installations mondiales cumulées étaient de 23 000 MWc.

Il est intéressant de noter la divergence des statistiques entre les modules et les installations : + 4 900 MWc à fin 2008 et environ 8 000 MWc à fin 2009 de stocks divers – installés ou pas – qui, depuis quatre ans n'auraient cessé de croître et de s'accumuler, soit près d'une année de production, laissant planer l'idée qu'une deuxième crise de surproduction pourrait se manifester en 2011 !

Ceci est en contradiction avec la difficulté de se procurer des modules en 2009. Pour comprendre ce phénomène, il faut faire l'hypothèse que ce sont les modules des compagnies réputées qui sont rares et ceux des sociétés chinoises nouvellement créées qui sont surabondants.

c) Performances

6 - 16% rendement d'ouverture⁴, 20-25 ans de garantie performance

d) Coûts

1.15 – 2.00 € / Wc prix de vente usine modules

3.00 – 6.00 € /Wc prix de revient des systèmes

0.25 - 0.45 € / kWh coût sur les réseaux distribués (irradiation 1 000 kWh/kWc)

0.15 - 0.25 € / kWh coût sur les centrales solaires en plein champ (irradiation 1 500 kWh/kWc)

³ A partir de 'report IEA-PVPS 2010'

⁴ Définition : rendement année 1, les modules perdant en moyenne 1% de rendement par an (vieillessement)

e) Répartition géographique

Concernant la répartition de la production par région en 2009 : 60% vient d'Asie qui gagne 8 points, 22% d'Europe qui en perd 4, 13% du Japon qui en perd 3 et 5% des USA qui restent stables grâce à la formidable percée d'Evergreen avec son ruban, les solides positions de *First Solar* et d'*Unisolar*.

Même si l'Allemagne tente de résister, la Figure 1 confirme à l'évidence que la Chine et Taïwan deviennent l'atelier du monde grâce notamment à la même Allemagne qui déplore une concurrence « déloyale », mais qui leur a livré savoir-faire, machines et process clés en mains au cours des six dernières années.

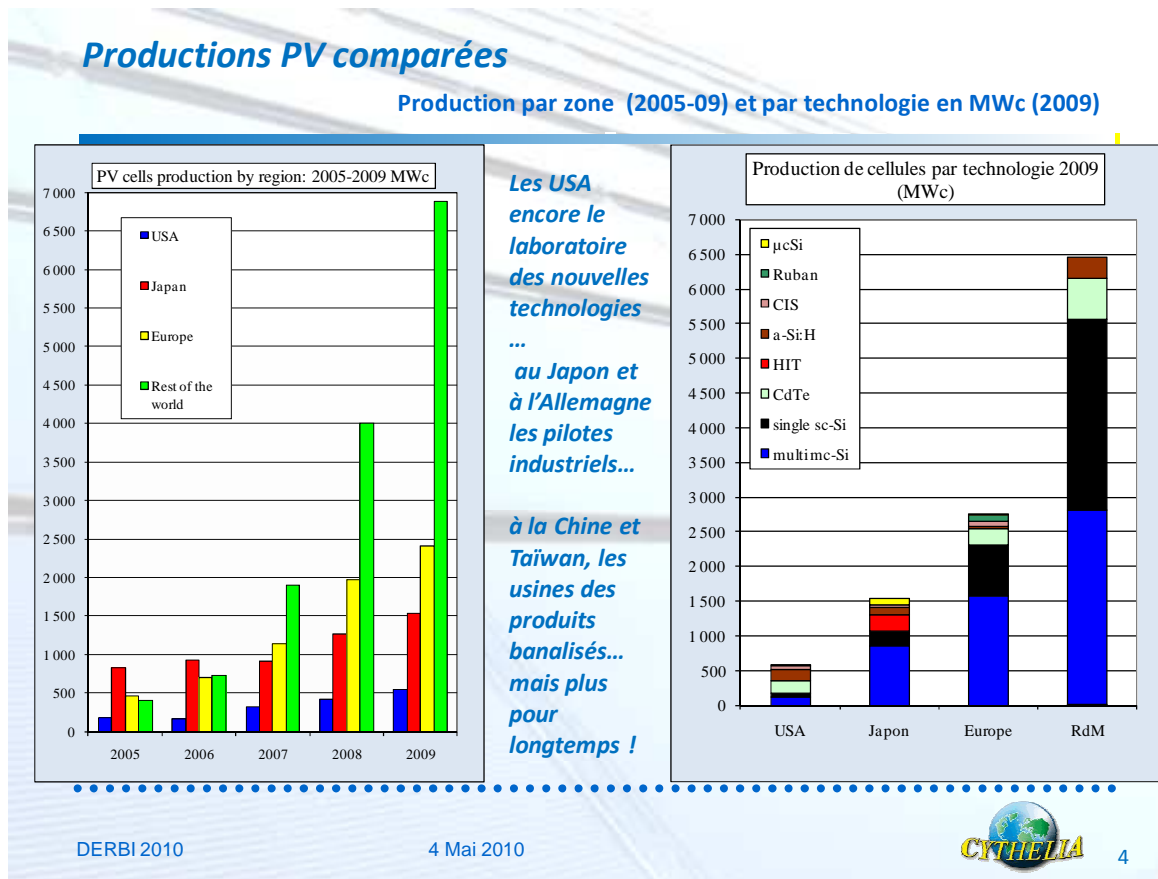


Figure 1: Production des modules PV par zone et par technologie (source Cythelia)

3. Technologies

L'étude de la répartition des ventes par technologie montre que le silicium cristallin domine encore largement avec une part de marché de 82%, mais en baisse significative de 3 points. Le monocristallin (y compris le HIT de *Sanyo*) représente 35 % de la production contre 47 % pour le multi cristallin, un ratio qui reste globalement stable par rapport à 2008. Le ruban de silicium ne décolle pas, restant à 1% de part de marché, pas plus que le µc-Si à 0,9%. La part des couches minces

passé de 13 à 17 % en un an grâce à la formidable percée de *First Solar* qui représente à lui seul 9,6 % du marché.

La Figure 2 montre bien l'irrésistible ascension du CdTe de *First-Solar*, la dégringolade temporaire du a-Si:H dans la période 2001-05, liée à la désillusion des faibles rendements et des promesses de bas coûts qui ne sont pas au rendez-vous, puis le regain d'intérêt pour le a-Si:H et sa promesse de tandem (a-Si:H/ μ c-Si) propagée par le battage médiatique incroyable d'*Applied Materials*, mais pas pour longtemps compte tenu de ses disputes sur les brevets avec *Oerlikon* et de leurs récents revers commerciaux.

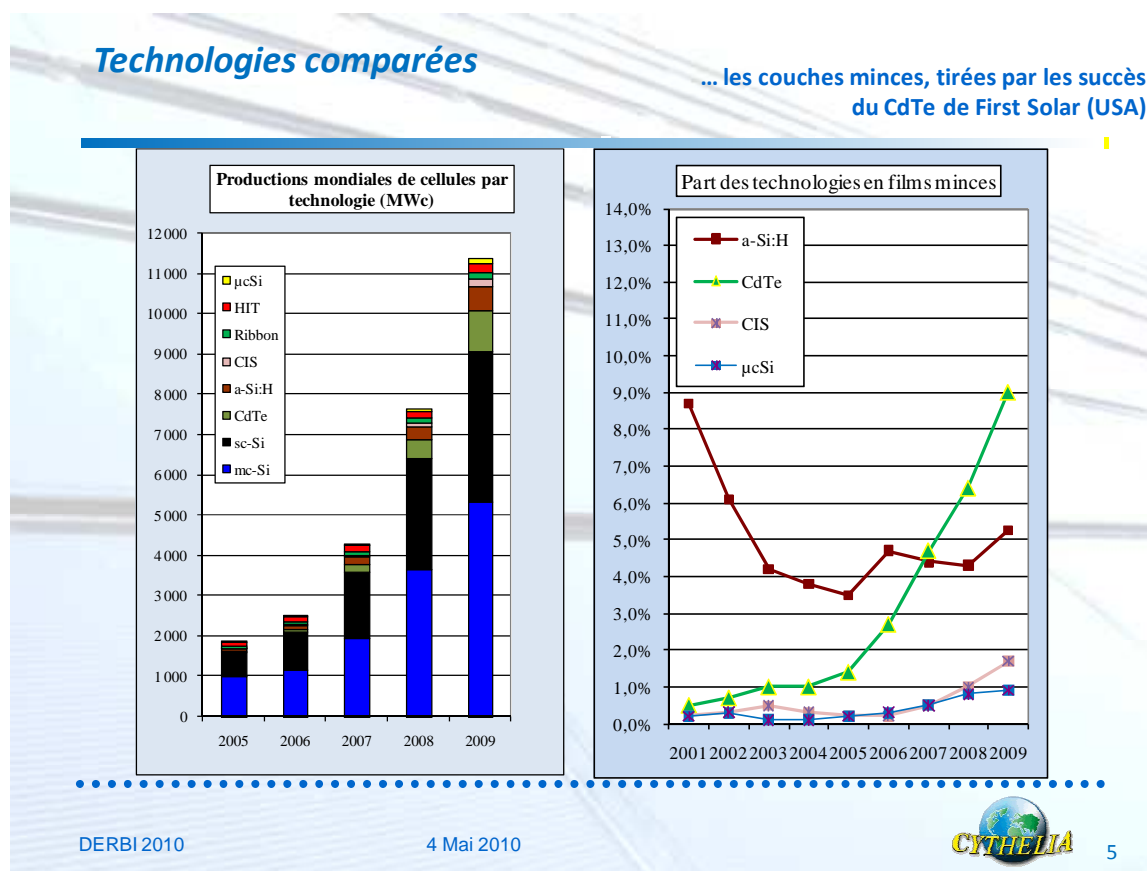


Figure 2: Production des modules PV par technologie : rôle croissant des couches minces (source Cythelia)

Quant au CIS, encore au stade d'unités de production de taille moyenne (50 à 100 MWc), il semble pouvoir s'affirmer face aux jonctions tandem (a-Si:H/ μ c-Si) avec l'arrivée de très nombreux acteurs (nous en avons dénombré 60), tout particulièrement en Europe, issus de l'Université de Stuttgart, du HMI de Berlin, de l'Angström Solar Center d'Uppsala, ... et dont nul ne peut dire encore qui seront les leaders de demain. L'annonce récente du japonais *Solar Frontier* de la mise en production d'une usine de capacité 1 000 MWc en CIGS laisse augurer pour 2011-12 la même révolution que celle de First Solar en 2008-09, mais avec un matériau garanti sans cadmium, portant la part des couches minces à plus de 25%.

Il faudra nous habituer à distinguer dans un avenir très proche à l'intérieur de la techno couches minces entre la famille du silicium amorphe, microcristallin et micromorphe, le CdTe, le CI(G)S, et peut-être encore d'autres, car raisonner sur l'ensemble ne permet pas d'observer des signaux avant coureurs, certes faibles mais significatifs.

Concernant les technologies par pays, la tendance observée en 2007-08 s'est encore accentuée en 2009 à savoir que la Chine s'est emparée de toute la chaîne du silicium cristallin, du « feed-stock » jusqu'aux modules. Ceci s'explique par son extraordinaire capacité de mobiliser des sommes colossales, sa rapidité dans le rattrapage technologique, la densité des acteurs et aussi par l'attractivité qu'exerce la région sur les industriels occidentaux désireux d'installer là-bas des unités de production à très bas coût de main d'œuvre et de matériaux. A l'inverse, les USA, dont la croissance est tributaire du succès des start-up développant des produits en couches minces, restent le laboratoire des nouvelles technologies. Quant à l'Allemagne, elle devient le creuset où s'élaborent les pilotes industriels de demain.

a) Courbe d'apprentissage

La Figure 3 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.

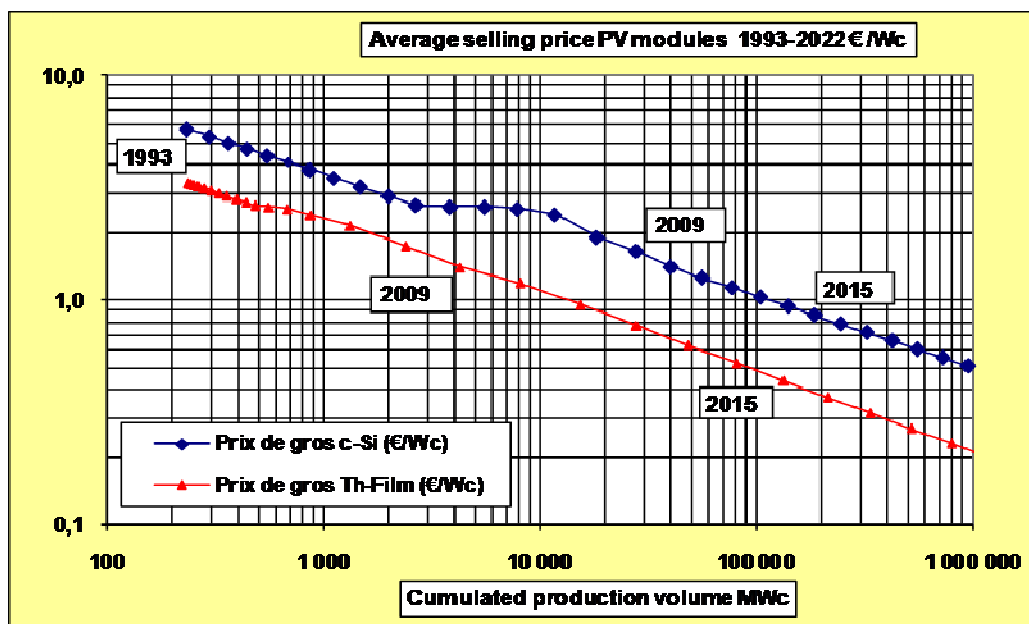


Figure 3: Courbes d'apprentissage comparées du prix des modules au silicium cristallin et des modules en couches minces (Source Cythelia)

En faisant certaines hypothèses, le comportement passé permet d'élaborer les tendances du futur. La formule classique de Verdoorn est utilisée: $\ln(P_1/P_0) = (\ln a / \ln 2) \cdot \ln(V_0/V_1)$ où a est le coefficient d'apprentissage, P_n le prix de vente unitaire et V_n le volume des ventes cumulées de l'année n .



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 vont provoquer l'entrée en production de trois nouvelles usines de modules en films minces aux USA). Dans l'industrie électronique, le coefficient d'apprentissage est égal à 0.79 ; nous avons constaté dans le photovoltaïque un coefficient d'apprentissage de 0.82.

b) Modules au silicium cristallin pour moins de 1€/Wc ?

D'après nos prévisions, les prix de vente usine des modules au silicium cristallin devraient croiser la barre de 1 € /Wc en 2013-14 alors que les modules en couches minces auront déjà atteint le seuil de 0.5 € /Wc. Compte tenu du nombre d'étapes important (40 comparé à 13) et du coût encore élevé du silicium de qualité solaire, la seule chance qui reste au silicium cristallin pour maintenir ses parts de marché est donc la poursuite des rendements élevés avec des techniques de plus en plus sophistiquées dont l'immersion plasma (émetteurs sélectifs), ou cellules tout à l'arrière inter digitées, peuvent être des éléments.

4. Prospective

Le PV mondial aura produit 57 TWh en 2010, ce qui le place au niveau actuel de la production de la grande hydraulique en France. Avec des taux de croissance raisonnables (30-40 % /an), le PV pourrait satisfaire une demande mondiale de 310 TWh en 2015, 557 TWh en 2017 – soit l'équivalent de la production totale d'électricité de la France d'aujourd'hui – et un peu plus de 1 000 TWh en 2020 pour un peu moins de 1 000 GWc cumulés.

Que pèseront alors les 5 GWc installés cumulés de la France prévus dans la PPI à ce moment là ? Seulement 0.5 %...

Aujourd'hui, les études et articles prospectifs ne portent plus sur le pourcentage des EnR dans la consommation électrique du milieu du siècle, mais sur la possibilité de fournir la totalité de la consommation électrique par des sources EnR⁵.

⁵ Exemple : Jacobson, Hoste, Université Stanford, ou bien Sovacool (Université Singapour) & Watts (Refit-NZ)

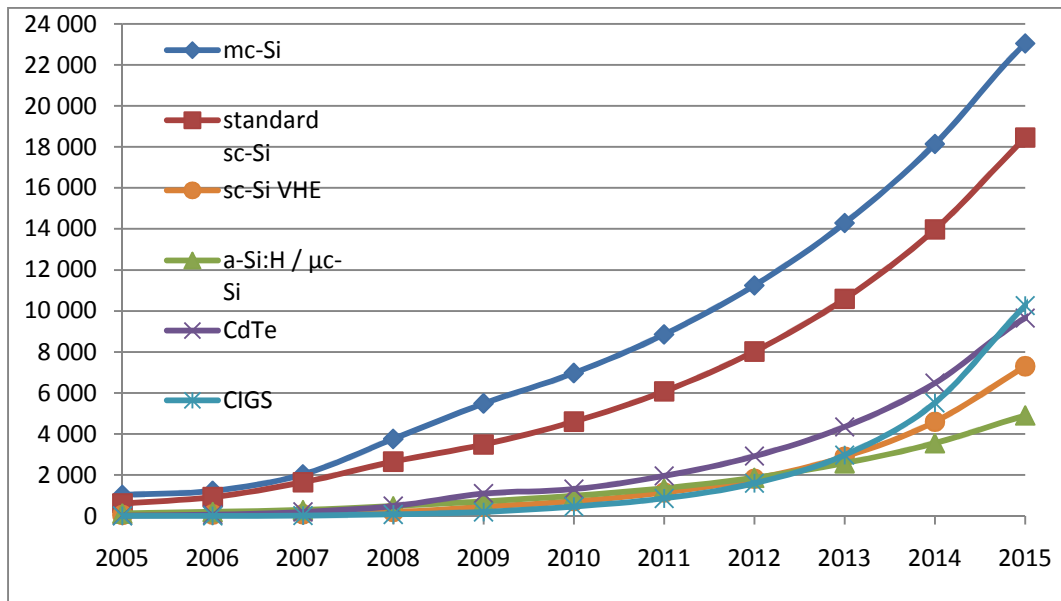
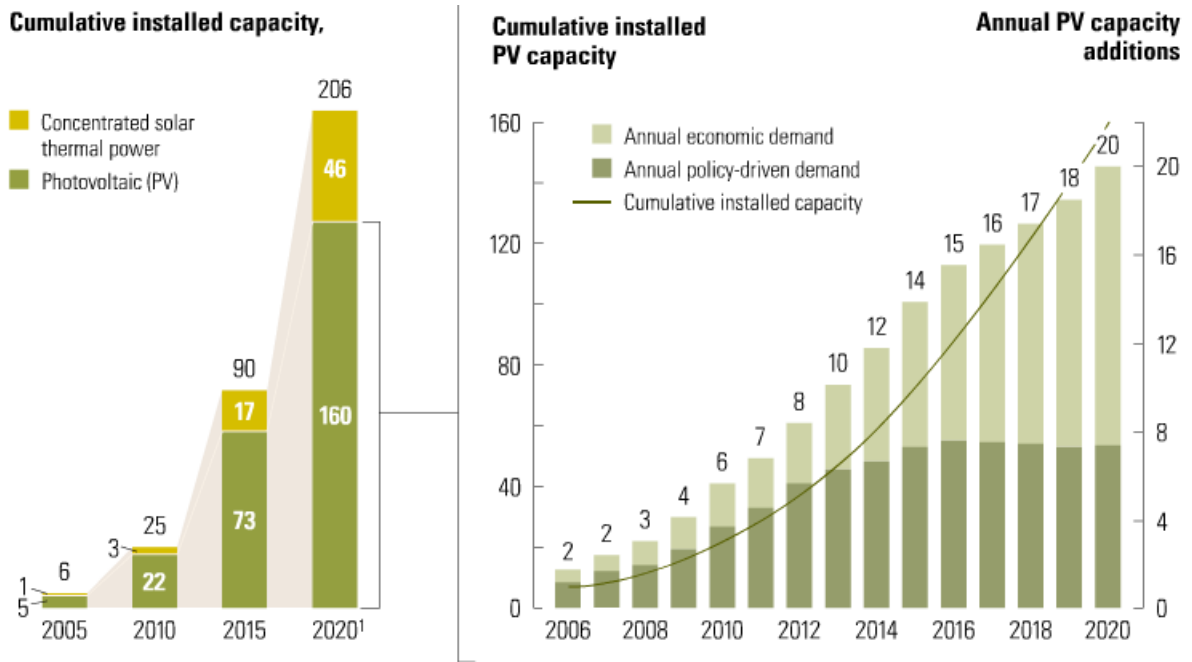


Figure 4: Volumes de production de modules PV passés et prévisibles, par technologie (Source Cythelia)



¹Estimate uses base-case scenario. Aggressive scenario predicts 400 GW in 2020.

Figure 5: Prévision de croissance du PV

(www.mckinseyquarterly.com/Energy_Resources_Materials/Strategy_Analysis/The_economics_of_solar_power_2161)

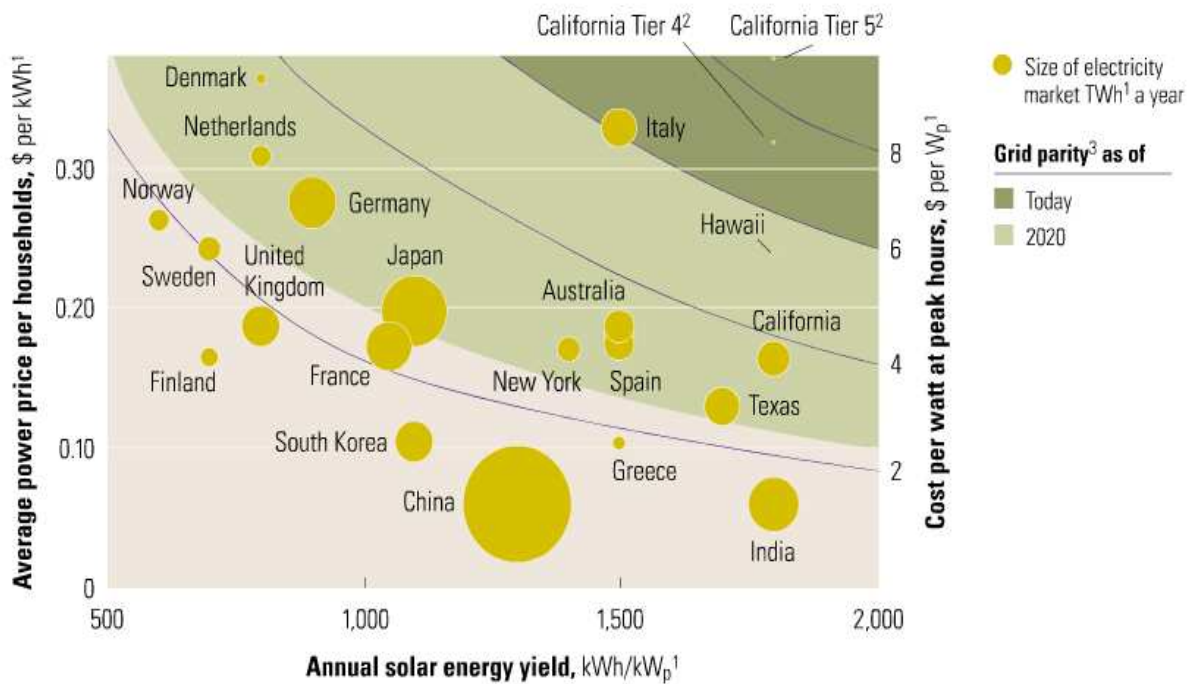


Figure 6: Parité réseau : prévision de prix du kWh solaire / prix du réseau distribué

(www.mckinseyquarterly.com/Energy_Resources_Materials/Strategy_Analysis/The_economics_of_solar_power_2161)

Si l'on observe attentivement la Figure 6 à trois entrées, il apparaît que le Sud de l'Italie dont le coût de l'électricité traditionnelle est particulièrement élevé (produit essentiellement à partir de centrales à fioul) et dont l'irradiation solaire annuelle est supérieure à 1 500 kWh /m².an, est arrivée à la parité réseau (de l'électricité domestique) dès que le coût moyen des systèmes installés est descendu au-dessous de 6\$/Wc (4,5 €/Wc), c'est-à-dire en 2010.

Le diagramme montre qu'il faudrait attendre en France un coût moyen de systèmes de 2.5 \$/Wc (1,8 €/Wc) si le prix de l'électricité domestique n'évolue pas. Si l'on tient compte d'une évolution du prix de l'électricité distribuée de 1.5% par an, la parité réseau arrivera chez nous en 2016.

Quant à la Chine, au coût actuel de sa production d'électricité à base de charbon très bon marché, il faudrait attendre un coût moyen de systèmes de 1.0 \$/Wc (0.7 €/Wc) ce qui n'est pas demain la veille et qui laisse à penser que la Chine n'est pas encore prête à offrir son marché intérieur comme débouché à sa surproduction de modules.

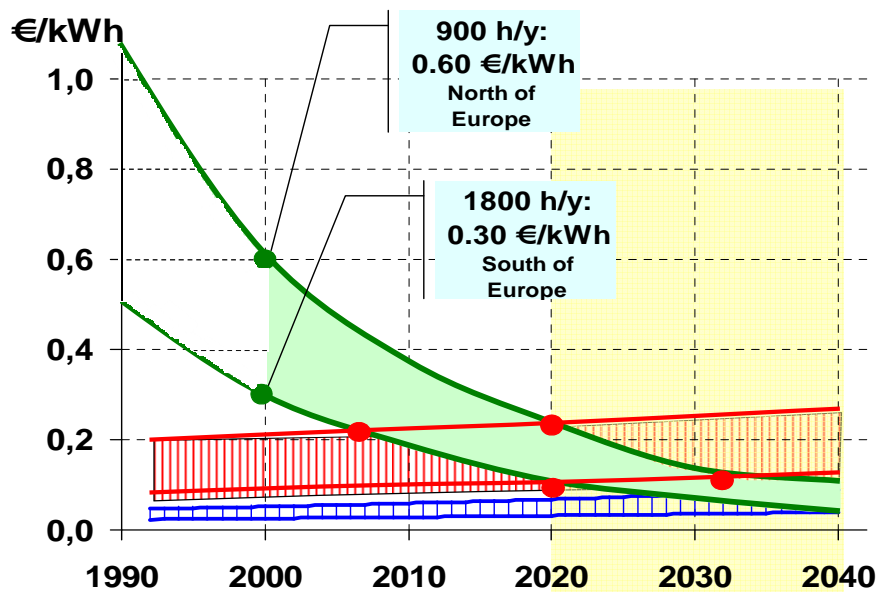


Figure 7: Juge final... le coût de l'électricité solaire par kWh

Si l'on regarde une carte mondiale du gisement solaire, on voit que le plus gros potentiel n'est pas dans les pays de l'OCDE, sauf quelques exceptions (la « sun belt » aux USA, la Grèce, l'Italie, l'Espagne et l'Australie) :

- la moitié des terres émergées reçoit plus de 1 600 kWh/m².an, ces pays sont situés en Amérique Centrale et Amérique du Sud, en Afrique, au Moyen Orient, en Asie Centrale et en Extrême Orient
- les pays les plus favorisés sont bien souvent non pourvus ou sous-équipés en réseau
- leur consommation énergétique est plutôt orientée électricité que chaleur

De même que l'Afrique n'est pas passée par le téléphone filaire avant de passer au portable, les pays émergents et en voie de développement ne passeront pas par les mêmes phases technologiques que les pays du Nord : ils passeront directement aux technologies et aux infrastructures pertinentes pour eux. Il est donc fort probable qu'ils ne passeront pas par la technologie nucléaire.

La question de la parité réseau est à examiner au niveau mondial, et pas seulement au niveau national. Et elle doit l'être à la fois

- Du côté du producteur d'électricité s'il investit en « utilities », auquel cas le niveau de la parité réseau est un prix de revient (prix d'achat en gros, ou prix d'achat en pointe, etc.)
- Du côté de l'utilisateur s'il investit pour sa consommation, auquel cas la parité réseau est un prix d'achat pour lui (prix de vente consommateur)



Quand la France s'est lancée dans l'industrie aéronautique, Airbus n'existait pas. Les start up PME de l'époque étaient nombreuses et bon nombre ont maintenant disparues ou ont été rachetées. Mais nous avons un marché national avec un client « Air France » qui a acheté les produits français de l'époque. Pour l'automobile cela a été identique : Henry Ford, Louis Renault, Armand Peugeot n'ont pas créé des grandes entreprises, ils ont grandi - c'est différent - en vendant des automobiles à leur marché de proximité géographique.

Donc si l'on veut développer une filière industrielle, il faut :

- Apprendre à raisonner suivant le nouveau paradigme défini plus haut
- Choisir entre une stratégie de « suiveur » ou une stratégie de « rupture »
- Démarrer sur son propre marché pour se roder
- Et se déployer à l'export car c'est là qu'est le potentiel



D. Le contexte français

Comme indiqué ci-dessus, le PV peut donc être mis en oeuvre à des échelles et dans des conditions techniques, économiques et juridiques extrêmement variables, et c'est vraiment le cas en France :

- irradiations solaires annuelles variant presque du simple au double ; centrales en plein champ, centrales rattachées au bâti, toitures intégrées ; raccordées ou en sites isolés ;
- usagers particuliers qui cherchent à profiter d'avantages fiscaux ou d'investissements à la rentabilité exceptionnelle
- citoyens convaincus qui cherchent à habiter un bâtiment à énergie positive ;
- opportunistes qui se lancent dans la production d'électricité solaire en louant des toitures ou des terres agricoles
- producteurs historiques d'électricité qui se diversifient dans l'électricité verte ;

Cette diversité a produit un corpus de règles :

- formalités d'urbanisme ;
- règles d'intégration ;
- procédures administratives de raccordement avec création de files d'attente ;
- tarification différenciée avec ou sans crédit d'impôt ;
- seuils de puissance installée donnant lieu à des procédures différentes ;

Et ce corpus cherche à suivre ou à anticiper ce secteur en pleine évolution, d'où

- fiscalité changeante ;
- mise en place de procédures administratives longues et compliquées, avec ensuite une recherche de simplification ;
- modification tarifaires brutales ;
- files d'attente peu transparentes, donc risque de conflit d'intérêt ;

Les acteurs se sont positionnés sur la chaîne de valeur, en cherchant à optimiser le couple risque / rentabilité en fonction de leurs moyens en compétences et financiers.

En bref, le contexte actuel ne permet pas aujourd'hui d'augurer favorablement le déploiement d'une industrie du composant PV. L'absence de visibilité sur le marché national freine toute décision. Certains des projets de développement (création d'activité, création de prototypes et test, augmentation de capacité) sont actuellement en stand-by. Et ceux qui ont déjà démarré, donc ont pris des risques, sont déstabilisés parce que le tapis leur est retiré sous les pieds.



1. Comprendre les erreurs du MEEDDM

Les erreurs commises par le MEEDDM ont été les suivantes :

- le système de 2006 comportait trois aberrations qu'on ne peut expliquer que par une méconnaissance grave du secteur PV :
 - une indexation à 60% du tarif sur des indices INSEE alors que le prix de revient d'une installation ne varie guère avec le temps
 - une programmation des augmentations de tarif des nouveaux contrats alors que les coûts ne cessaient de baisser
 - un point de départ du tarif (la demande de contrat d'achat) qui n'engage pas : quand vous réservez une place dans le train, vous payez, même si votre départ est dans 3 mois
- l'acceptation de négociations plus ou moins ouvertes entre l'annonce de baisse et la baisse effective, ce que le rapport Charpin appelle « les objectifs connexes », un élégant non-dit pour des objectifs électoraux (soutien aux agriculteurs, élections régionales, ...)
- une « pensée unique silicium cristallin » parce que notre « champion national » est sur cette technologie !
- une résistance passive aux changements de mentalités : les EnR sont des sources de production diversifiées, décentralisées, locales et « autonomes ». Les modèles de pensée anciens des utilities sont obsolètes. Ainsi en va-t-il de la notion de grandes centrales en plein champ. D'où l'absence de responsabilité de l'administration dans le pilotage, et donc « un système d'information trop divisé », qui n'intègre pas d'indicateur de coût, ce que le rapport Charpin traduit par « asymétrie d'information sur les coûts ».

Le rapport Charpin, dont la feuille de route était d'évaluer la politique suivie par le gouvernement, a eu le mérite de pointer de nombreux dysfonctionnements au niveau de la dépense publique. Il fait des constats pertinents sur le déficit commercial, sur la rentabilité outrageuse de certaines installations, sur l'absence d'industriels, sur les programmes de R&D...

Les propositions de ce rapport que nous jugeons positives :

- une programmation de la régulation tarifaire,
- une baisse significative du crédit d'impôt aux particuliers et de l'ISF PME
- une focalisation de la R&D sur les 2ème et 3ème génération
- la limitation des centrales au sol

Les propositions que nous n'approuvons pas :

- le corridor de 500 MWc /an que nous jugeons malthusien et dangereux
- la mise en œuvre de la stratégie industrielle à partir des grands groupes



2. Pourquoi la France n'est-elle pas dignement représentée ?

Deux raisons structurelles et une raison conjoncturelle :

- Elle arrive trop tard : depuis 2001 en Allemagne, la loi EEG a d'abord favorisé l'essor du marché allemand et la concurrence la plus acharnée provient désormais de Chine et de Taïwan ... grâce à l'Allemagne qui, profitant de sa forte tradition de pourvoyeur de machine-outil, a su exporter les lignes de production clé en mains vers les pays émergents. La France ne sait pas faire cela
- La deuxième raison structurelle est la conséquence du choix de 1974 d'avoir fondé notre production d'énergie électrique sur le tout nucléaire. Ce choix a stérilisé pour plusieurs décennies les recherches sur les énergies alternatives. On en paie aujourd'hui les conséquences
- L'augmentation vertigineuse des capacités de production ainsi que l'apparition continue de nouveaux acteurs, ont entraîné l'industrie mondiale dans une situation de surcapacité, l'offre surpassant largement la demande depuis un an (près de 8 500 MWc de modules en stock à fin 2009) et les prix des modules diminuent rapidement, d'où une concurrence très dure

3. Quelle motivation ?

Le rapport Charpin souligne très justement que le PV n'est pas vraiment utile pour respecter les objectifs du Grenelle. En fait, dans le nouveau bouquet énergétique, le PV n'est pas nécessaire pour atteindre les objectifs en volume: si par exemple, l'Etat se fixe un objectif supplémentaire de 0.47 Mtep (l'équivalent du PV) en électricité originaire de biomasse, cela donne pour cette filière un taux de croissance annuel de 16% au lieu de 14% - pas un changement significatif.

La réponse à cette objection est un peu dans le court terme (le rattrapage indispensable de la France sur ce sujet), plutôt dans le moyen terme (la politique industrielle et la balance commerciale), et beaucoup dans le long terme car le photovoltaïque est la plus prometteuse des EnR, en termes d'empreinte écologique et de potentiel. Tous les sondages montrent que les français sont majoritairement prêts à soutenir les filières électricité renouvelables⁶ et pas prêts à une relance du nucléaire. Mais poser la problématique en ces termes, c'est raisonner 'utilities' et non pas stratégie industrielle. Soutenir une filière industrielle, c'est travailler pour le moyen et le long terme, pas pour demain matin. Arrêter aujourd'hui en espérant que ça reparte dans 3 à 5 ans parce qu'on a renforcé la R&D sur les modules de 2ème et 3ème génération est un pari risqué sur le long terme et qui n'apporte pas de solution à court terme.

D'autre part, vouloir « positionner les entreprises françaises sur ce secteur à fort potentiel de croissance au niveau mondial » sans base nationale sera très difficile. Le rapport Charpin préconise « la mise en œuvre d'une stratégie industrielle » : il oublie que ce sont les entreprises et pas l'Etat qui conçoivent et mettent en œuvre une stratégie industrielle, qu'elles sont à ce jour majoritairement

⁶ voir le dernier baromètre ADEME publié le 20 janvier 2011



des PME, qu'elles n'ont pas attendu « que le Gouvernement mobilise, à un niveau politique, les grands acteurs français de l'énergie (...) pour les inciter à investir ».

Et ajouter que « sans cela, il est peu probable que l'effort de R&D se traduise par un développement industriel », c'est faire peu de cas de la centaine de chefs d'entreprise qui s'y sont investis « corps et âme » !

4. Quels objectifs ?

Sur le moyen terme la question se pose en ces termes : toutes les sources d'EnR favorisent l'indépendance énergétique, la diminution des émissions de GES, etc. Mais à quel niveau l'objectif PV est-il réaliste ? A 5 400 MWc en 2020 ? L'exemple allemand (15 000 MWc cumulés en 2010) montre que cet objectif est faible : il peut être largement dépassé. Avec des taux de croissance qui diminuent progressivement des 200% /an actuels à 30% /an, on peut facilement atteindre 16 000 MWc cumulés en 2020. De nouveau fixer un objectif de volume d'installations sans accepter de le dépasser, c'est raisonner « utilities » et non pas stratégie industrielle.

L'objectif à fixer est de nature financière, à savoir : quel est le montant du soutien à la création d'une filière industrielle et quels sont les leviers ? Et pas sur le volume de MWc installés.

A titre d'exemple, la couverture de la totalité des toitures correctement orientées donnerait en France une capacité de l'ordre de 50 000 MWc, soit une production annuelle de 60 TWh, l'équivalent de la grande hydraulique actuelle, et environ 12% de la consommation nationale d'électricité (la part domestique). Un tel objectif peut être atteint en 2030 : c'est une question de volonté politique.

5. Les tarifs d'achat, principal instrument de soutien

Les tarifs d'achat favorables par filière sont reconnus comme l'instrument le plus efficace, le plus ouvert, le plus vertueux, le moins coûteux, le plus pérenne et le plus juste pour accélérer le développement des EnR, dès lors que leurs niveaux et leur évolution dans le temps sont correctement choisis et monitorés.

Tous les experts ont adopté un consensus sur les tarifs d'achat.

Même les USA ont abordé ce sujet. A la demande du DOE, le NREL a publié en juin 2010 un guide sur la conception des politiques de tarifs d'achat⁷. Citons la première phrase de l'executive summary : « *les feed-in tariffs représentent la politique la plus largement mise en oeuvre dans le monde pour accélérer le déploiement des EnR, ils expliquent un développement de la part des EnR plus important que n'importe quel avantage fiscal ou normes relatives aux sources d'EnR⁸* ».

⁷ A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design Technoical report jun – 2010 NREL

⁸ Les Renewable Portfolio Standards (RPS) anglo-saxonnes

6. La CSPE

Le tarif d'achat du photovoltaïque en France est financé par une contribution collective, la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE). L'actuelle répartition des différentes fonctions est : 24% ENR, 32% co-génération et 41% péréquation tarifaire. Sur la base actuelle de 4,5€/MWh et de 468 TWh consommés en France en 2010, la CRE estime la CSPE à 2 100 M€ et la part du PV à 120 M€ en 2010 soit 5.7% de son montant global. Ce coût représentait en 2009 moins de 4 €/an et par ménage.

Entre les opposants au photovoltaïque qui prétendent que c'est lui qui est la cause de l'augmentation de la CSPE à venir – passant de 4.5€/MWh à 7.5€/MWh au 1er Janvier 2011 - et la version lénifiante de certains, nous avons voulu nous faire notre opinion en recalculant cela par nous-mêmes, sans tenir compte d'un éventuel « corridor » contraignant.

Cela donne le tableau suivant :

France	2008	2009	2010	2011	2012	2015	2006-15	2020	2025	2006-25
MWc installés dans l'année	49	186	592	1 183	1 893	5 167		9 079	14 621	
MWc installé cumul	82	268	860	2 043	3 935	15 917	15 917	53 773	114 742	114 742
Intégré et rapporté au bâti cumul MWc	69	209	653	1 675	3 148	12 733	12 733	43 019	91 793	91 793
Centrales plein champ cumul MWc	13	59	206	368	787	3 183	3 183	10 755	22 948	22 948
Prix de vente pondéré du kWh PV €/kWh	0,51	0,44	0,38	0,34	0,30	0,21		0,12	0,12	
Coût du Wc installé pondéré €/Wc	6,22	4,98	3,94	3,31	2,90	2,19		1,72	1,47	
Financement privé (M€)	305	926	2 330	3 915	5 491	11 322	41 314	15 575	21 541	193 448
Financement public (M€)	279	397	821	1 398	2 167	6 888	20 265	19 826	45 458	260 103
Aide publique à la recherche	26	28	29	30	32	37	276	47	60	763
Crédit d'impôt Recherche Entreprises	39	42	47	51	56	75	475	121	195	1 791
Crédit d'impôt aux particuliers	165	210	414	548	622	944	4 510	0	0	4 510
Collectivités locales	15	18	27	24	22	16	169	0	0	169
Aide par les tarifs (CSPE: 20 ans)	35	99	306	744	1 435	5 816	14 836	19 658	45 204	252 871
TWh produits	0,087	0,283	0,909	2,159	4,160	16,825	42,947	56,842	121,289	704,838
Coût privé du kWh PV	0,32	0,25	0,20	0,17	0,14	0,11		0,09	0,07	
Coût CSPE du kWh PV	0,40	0,35	0,34	0,34	0,35	0,35		0,35	0,35	
Coût total du kWh PV	0,72	0,60	0,53	0,51	0,49	0,46		0,43	0,44	

Tableau 1 : Installations constatées et prévisions dans un scénario de laisser faire. Financement public et privé. Coûts annuels et cumulés pour la CSPE.

Nous trouvons pour l'aide par les tarifs 99 M€ en 2009, 306 M€ pour 2010, et 744 M€ pour 2011, année pour laquelle la CRE prévoit que 1 200 MWc seront installés et connectés. Sur la base des prévisions actuelles de révision tarifaire et d'un ralentissement de la croissance des 200% actuels à 30% en 2015, le cumul de la part du PV dans la CSPE sur la période 2006-2015 serait de 14 836 M€. Sachant que la charge sur la CSPE dure 20 ans et ne cesse d'augmenter chaque année, il faut bien sûr prévoir une baisse régulière des tarifs. Mais même avec une baisse tarifaire de 10% par an prenant effet en 2011, à la fin 2025 le financement public aura atteint 260 milliards d'euros. En outre, il ne s'éteindra qu'en 2035 et coûtera beaucoup plus cher à nos propres enfants. On voit bien que ce scénario de laisser faire, même s'il conduit à plus de 50 000 MWc installés en 2020 –soit environ le potentiel des toitures - n'est pas acceptable.

En annonçant fin décembre un objectif de plafond annuel de la CSPE de 2 milliards €, la Ministre du Développement Durable a déplacé le débat et ouvert des perspectives un peu plus intéressantes à la filière. Il devient en effet possible de concilier une augmentation significative des objectifs de la PPI nécessaires à l'émergence d'une industrie photovoltaïque sur le sol français souhaitée par tous et une maîtrise complète du coût global des mesures de soutien.

Le tableau ci-dessous montre qu'on peut atteindre 16 GW de puissance installée en 2020, soit un triplement de l'objectif de la PPI sans que le montant annuel de la CSPE ne dépasse significativement le plafond de 2 milliards € fixé par la ministre du moins sur la période 2006-2015.

France	2008	2009	2010	2011	2012	2015	2006-15	2020	2025	2006-25
MWc installés dans l'année	49	186	592	947	1 041	1 386		2 232	3 595	
MWc installé cumul	82	268	860	1 806	2 848	6 639	6 639	15 946	30 936	30 936
Intégré et rapporté au bâti cumul MWc	69	209	653	1 481	2 392	5 776	5 776	14 671	30 008	30 008
Centrales plein champ cumul MWc	13	59	206	325	456	863	863	1 276	928	928
Prix de vente pondéré du kWh PV €/kWh	0,51	0,44	0,38	0,30	0,27	0,20		0,13	0,09	
Coût du Wc installé pondéré €/Wc	6,22	4,98	3,94	3,39	3,10	2,61		2,19	1,92	
Financement privé (M€)	305	926	2 330	3 211	3 224	3 620	20 594	4 889	6 892	68 532
Financement public (M€)	279	397	821	1 130	1 028	2 411	9 435	5 711	11 123	74 447
Aide publique à la recherche	26	28	29	30	32	37	276	47	60	763
Crédit d'impôt Recherche Entreprises	39	42	47	51	56	75	475	121	195	1 791
Crédit d'impôt aux particuliers	165	210	414	452	0	0	1 241	0	0	1 241
Collectivités locales	15	18	27	24	22	16	169	0	0	169
Aide par les tarifs (CSPE: 20 ans)	35	99	306	572	918	2 283	7 275	5 543	10 868	70 484
TWh produits	0,087	0,283	0,909	1,909	3,010	7,018	22,989	16,856	32,701	214,531
Coût privé du kWh PV	0,32	0,25	0,20	0,17	0,15	0,13		0,11	0,10	
Coût CSPE du kWh PV	0,40	0,35	0,34	0,30	0,30	0,33		0,33	0,33	
Coût total du kWh PV	0,72	0,60	0,53	0,47	0,46	0,46		0,44	0,44	

Tableau 2 : Installations constatées et prévisions dans un scénario de plafond annuel de 2 milliards par an pour la CSPE et suppression du crédit d'impôt en 2012. Financement public et privé. Coûts annuels et cumulés pour la CSPE

D'après le Tableau 2, avec une décroissance des tarifs de vente de 20% en 2011 et de 10% /an jusqu'en 2015, les citoyens auront dépensé 9.4 milliards € et le secteur privé 20.6 milliards €.

Mais les conditions sont très contraignantes en termes de croissance.

D'abord au lieu des 1 200 MW prévus par la CRE en 2011 , il faudra se limiter à 947, ensuite le taux de croissance en volume ne peut pas dépasser 10% /an sur les 10 prochaines années ; sachant que les prix de vente baissent du même montant, les acteurs sont condamnés à un chiffre d'affaire constant sur les 10 prochaines années s'ils ne gagnent pas de parts de marché sur leurs concurrents. Donc même si elle paraît plus astucieuse que le corridor, la mesure est encore une fois malthusienne.

En fait, tant que la parité réseau n'est pas atteinte, l'aide restera compliquée. Mais au rythme actuel de la baisse des coûts et de l'augmentation du prix de l'électricité domestique il est possible que la parité réseau chez le particulier (0.13 €/kWh) soit atteinte dès 2015 !

Ainsi les tarifs verts français devraient pouvoir s'éteindre fin 2015... avec malheureusement des répercussions jusqu'en 2035, et tout entrepreneur digne de ce nom devrait s'y préparer.

E. Propositions

1. Sur le tarif d'achat

- **Le tarif pour les centrales en plein champ est beaucoup trop élevé** ; sachant qu'à terme, celles-ci devront produire de l'électricité à un coût comparable à celui des centrales traditionnelles (de l'ordre de 5 à 6 c€/kWh, si jamais elles y parviennent), pour cesser de favoriser des projets opportunistes, il faut imposer des TRI raisonnables (6-8%)⁹, avec des tarifs qui soient calculés dans la proportion du rapport prix du courant domestique/ prix de gros (12/6), par rapport au tarif accordé au PV intégré au bâti. L'Etat a-t-il conscience que les centrales multi-mégawatt de Provence produisent déjà en 2010 un courant à 0.16 €/kWh¹⁰ ?
- **Le tarif de l'intégration** : l'expérience des assureurs montre que la plupart des problèmes rencontrés dans les installations limitées à 3 kW chez les particuliers provient de fuites au niveau des abergements : ceci pourrait être évité par l'une et l'autre des mesures suivantes :
 - **Suppression de la catégorie limitée à 3 kW chez les particuliers** : monter le seuil à 36 kW avec une baisse tarifaire significative (44 c€/kWh dès 2011) ouvrant la possibilité de réaliser sur les toits domestiques une couverture totale ; en outre, ceci irait dans le sens voulu par le Grenelle sur les BEPOS.
 - **Promotion de l'autoconsommation** : celle-ci pourrait être au moins expérimentée dans les futurs labels BEPOS, mais ce ne sera pas avant 2013, donc avec 3 ans de retard par rapport à l'Allemagne
- **La régionalisation** : la productivité des systèmes dépendant, toutes choses égales d'ailleurs, de l'irradiation annuelle du lieu d'implantation, elle se traduit en France métropolitaine par un potentiel de production allant de 800 kWh/kWc à Dunkerque à 1 400 kWh/kWc à Toulon, voire 1 900 pour un système doté d'un suivi, soit une variabilité de 1 à 2. Un écart aussi important est une spécificité de la géographie française qui ne se retrouve dans aucun autre État européen, ce qui explique qu'elle ne soit pas prise en compte dans les autres grands pays dotés de tarifs d'achat comme l'Allemagne, l'Espagne ou l'Italie. Ce paramètre n'est que partiellement pris en compte dans la structure actuelle des tarifs à travers l'application pour les systèmes de plus de 250 kWc d'un coefficient R (de 0 à 20 % selon les départements). **Son extension à l'ensemble des catégories tarifaires, est logique, juste et souhaitable.**
- Enfin, l'idée d'une **modulation de la durée du contrat** d'achat peut être intéressante : cela réduirait le poids dans la durée sur la CSPE, cela favoriserait les calculs de rentabilité tenant compte de l'exploitation après la fin du tarif, ce qui n'est pas fait aujourd'hui. Mais l'effet pervers pourrait être la mise en œuvre de modules dont on se soucierait peu de la fiabilité sur 20 ans.

⁹ Il est pertinent de raisonner en TRI projet, puisque toute la politique fiscale incitative devra disparaître, et donc la différence TRI projet / TRI fonds propres représentera majoritairement l'impact de l'effet de levier de l'endettement, comme tout projet d'investissement

¹⁰ En coût global actualisé



2. Recommandations sur les objectifs

L'objectif de maîtrise du coût de la CSPE par un plafonnement annuel à 2 milliards d'Euros proposé par Nathalie Kosciusko-Morizet est certes compatible avec le triplement des objectifs de la PPI, soit 16 GW de puissance totale installée en 2020, mais on a montré qu'il était encore malthusien, en ce sens qu'il ne permet pas la croissance du chiffre d'affaire de la profession.

Il est cependant nécessaire :

- d'assigner au mécanisme des tarifs d'achat, l'assurance pour tout maître d'ouvrage et pour toute catégorie de systèmes, de la garantie d'une rentabilité raisonnable en échange d'une baisse régulière jusqu'à la parité réseau.
- de prendre en compte la dynamique industrielle dans la structuration et l'évolution des tarifs
- de mettre en place une grille tarifaire permettant une adaptation fine du tarif à chaque projet en fonction de sa typologie, de sa puissance et de sa localisation par un système de seuils de puissance et de coefficients d'irradiation du site sur la base suivante :
 - **systèmes < 36 kWc intégrés au bâti = 44 c€/kWh**
 - **systèmes rapportés sur bâtiment ou sur structure urbaine = 33 c€/kWh**
 - **systèmes ancrés au sol = 22 c€/kWh**
- de mettre en place un système d'indexation annuelle automatique corrélérée à l'indicateur de coût PV sus-mentionné, augmentée d'un certain pourcentage en cas de dépassement des seuils programmés de CSPE en euros. Il est intéressant de noter que c'est ce qui existait ... dans l'arrêté de juillet 2006 ! Mais avec une différence colossale : l'indicateur ne doit pas être global et donc suivre « l'inflation », alors que justement l'évolution des prix du secteur PV est complètement décorrélée de l'inflation, comme la plupart des industries naissantes.
- de privilégier la cible des systèmes de moyenne puissance intégrés ou rapportés au bâti à occupation permanente dans la perspective des bâtiments à énergie positive
- de supprimer le crédit d'impôt et les autres avantages fiscaux (TEPA / Dutreil)¹¹.

3. Définir un indicateur de coût

L'Etat aurait dû être attentif à un autre effet pervers de tarifs trop élevés : le particulier français qui achète une centrale de 3 kW sur son toit à 21 000 € - prix qui n'a que peu diminué depuis trois ans, alors que le prix des modules a été divisé par deux - sait-il que l'installateur a mis la moitié du crédit d'impôt dans sa poche et que le citoyen allemand ou italien paye moitié prix la même installation ? Pour piloter l'évolution du tarif des nouveaux contrats, l'Etat doit créer un indicateur. L'INSEE est équipé pour cela. Il est indispensable qu'une méthode d'indexation explicite, stable et publique soit pleinement intégrée au futur mécanisme des tarifs d'achat. Il existe déjà des sources d'information répondant à ces critères, comme l'index établi mensuellement par la revue de référence Photon International.

¹¹ Ce qui a déjà été fait en ce qui concerne TEPA / Dutreil



4. Moratoire et gestion de la file d'attente

Si le moratoire a pour objectif de détruire les projets spéculatifs de la file d'attente, en particulier ceux ayant des TRI exagérés grâce aux anciens tarifs, - objectif très pertinent dans le but de diminuer la pression sur la CSPE – il faut qu'il soit montré en toute transparence qui sont les opérateurs derrière ces projets, ce qui était le premier point de la lettre de mission du rapport Charpin.

Pour l'instant, nous pensons que les perdants sont les start-up, les entreprises établies et les industriels eux-mêmes, profondément blessés par la façon dont ils ont été traités par ce moratoire.

En outre, ce dernier ne résoudra pas le problème du coût des projets opportunistes des grands opérateurs actuellement en file d'attente. Nombre de participants à la réunion du 20 décembre ont été surpris de découvrir une deuxième file d'attente, directement gérée par RTE, filiale d'EDF en charge des réseaux haute tension, en grande partie remplie au cours du deuxième semestre 2010 avec 41 projets de grandes centrales totalisant 1 300 MWc. Depuis deux ans, nous demandons la transparence totale sur les files d'attente. De même que le CEA a été scindé en entités distinctes pour éviter les conflits d'intérêt (création de l'IPSN entre autres), il faut sortir la gestion de la file d'attente d'EDF ou de toute autre entreprise privée. Reviendrait-il à la CRE de gérer cette question ? En tant qu'actionnaire d'EDF, il appartient au gouvernement de faire le ménage dans cette entreprise tentaculaire qui est à la fois le promoteur de deux réacteurs EPR et le leader du photovoltaïque français via sa filiale EDF-EN.

Il faut laisser les collectivités territoriales avancer dans leurs projets et leurs appels d'offre : on ne peut pas les taxer de spéculateurs ; ceci devrait passer, dans un nouveau décret modifiant celui du 9 décembre, par une limite des projets maintenus non pas à 3 kWc, mais à 36 kWc. Enfin autoriser les projets dont le producteur est propriétaire du bâtiment, ceux où l'exploitant définitif est le même que celui qui a déposé sa demande.

5. Concernant l'industrie, que faire ?

En 2009, 83% de la production de modules photovoltaïques reposait sur du silicium cristallin contre 17% aux technologies « couches minces » principalement (9.6%) à base de tellure de cadmium (CdTe) dont le leader est First Solar, de silicium amorphe (5.3%), ou d'un alliage de cuivre-indium-gallium-sélénium (1.7%), sur lequel se positionnent deux sociétés françaises, en Provence, la start-up Nexcis et en Savoie la start-up Screen Solar. En 2010, la part des couches minces passe à 24%.

a) Options possibles ? Stratégie de suiveur ou stratégie de rupture ?

- Produire à bas coûts des technologies standard ? Trop tard ! Les chinois sont omniprésents. Même par rapport à des concurrents européens, l'écart de taille et d'expérience semble impossible à combler. Chaque année, Photowatt perd des parts de marché.
- Développer quelques niches ? Par exemple la spécificité de l'intégration au bâti. Oui certainement, d'où le déploiement d'une multitude de systèmes de fixation (nous en avons dénombré 60).



- Travailler sur les aspects multi-fonctionnels du PV ? Oui certainement, notamment en utilisant le préchauffage de l'air ventilant les modules en toiture, pour faire marcher une pompe à chaleur.
- La recherche et l'innovation ? L'INES doit travailler sur les fondements de la conversion photovoltaïque - il y a 20 points de rendement à gagner sur les cellules multi-spectrales - et aussi sur les nouvelles techniques de croissance du Silicium en couches minces ainsi que sur les nouvelles méthodes de dépôt du CIGS.
- L'avantage technologique devrait donc devenir le critère prépondérant. Des innovations de rupture permettant de dépasser les rendements théoriques des cellules simple jonction (24%) pourraient aussi modifier la donne.
- L'avantage de la baisse des coûts dans la production des couches minces par procédé d'impression (Screen Solar) pourraient permettre de produire des modules à moins de 0.35€ /Wc soit pour des rendements de 12% des « tuiles solaires » à 40 €/m² qui seraient vendues à des prix inférieurs à celui des ardoises...

b) ... et comment faire ?

Pour recréer de vraies filières industrielles, il faut d'abord être maître de technologies nouvelles bordées par de la propriété intellectuelle, savoir les transférer sur des « pilotes » avec de bons ingénieurs process, trouver facilement l'argent pour investir (dans la filière CIGS, les montants actuels sont de l'ordre de 100 à 200 M€ pour une unité de 100 MWc).

A ce jour, seul First Solar a trouvé la bonne combinaison (augmentation des rendements à 11.5%, tout en réduisant les coûts à moins de 1\$/Wc) – mais sur un matériau jugé politiquement incorrect, le CdTe. Il reste donc de bonnes idées à trouver du côté des cellules à très haut rendement (VHE c-Si), des couches minces au CIGS ou du silicium micro cristallin.

Pour relancer l'embryon d'une industrie en France, il faut donc investir massivement dans la recherche, privée et publique, et assurer des ponts entre les deux pour favoriser les transferts de technologie. C'est ce qu'essaye de faire le CEA depuis trois ans avec l'aide du crédit d'impôt recherche.

L'OSEO a aussi un rôle fondamental à jouer, tant en accompagnateur sur les programmes de R&D que financier auprès des start-up innovantes. Les pouvoirs publics devront être également capables de mettre en place les structures nécessaires pour favoriser la croissance rapide de nouvelles entreprises.

Mais de grâce pas les grands acteurs énergéticiens comme le suggère le rapport Charpin car « on ne résout pas un problème avec les modes de pensée qui l'ont engendré » (Albert Einstein).

c) Financement des développements

Classiquement en France, l'appui des pouvoirs publics auprès des industriels se fait à travers des concours à projet donnant lieu à des aides à la recherche et à l'innovation avec des taux de 40% à



75% à travers l'ANR et l'ADEME (recherche amont). La recherche aval et les pilotes industriels sont financés à travers l'OSEO qui accompagne l'innovation sous forme d'avances remboursables et de subventions. L'approche est économique et juridique et l'OSEO garantit la levée de fonds auprès des banques.

Avec la loi extrêmement favorable du Crédit d'Impôt Recherche, les demandes des industriels ont explosé. D'après une étude du Ministère de la Recherche, 58% des chefs d'entreprises seraient incités à augmenter leurs dépenses R&D à la suite de la réforme : le Baromètre Alma Consulting Group confirme cette tendance puisque ce sont déjà 37% des entreprises, en un an, qui ont effectivement augmenté leurs dépenses R&D.

Mais une chose était de camoufler de la subvention d'exploitation par des aides à la Recherche sur des sujets plus ou moins bidon dans une conjoncture où la concurrence était douce (Allemande et Japonaise), une autre est maintenant de se battre avec des entreprises utilisant des technologies développées chez nous, mais dont les coûts de revient sont moitié moindre des nôtres. Photowatt en sait quelque chose ! Fin 2009, l'entreprise chinoise Magi Solar, qui n'avait pas encore un an, fabriquait déjà des cellules avec 17.5% de rendement pour des coûts (valeur ajoutée) de 0,29\$/W (à comparer au coût de Q-Cells de 0,44\$/W).

d) Lien R&D / entreprises / fonds d'investissement

Toute activité innovante comporte des risques et des opportunités. Le trio entrepreneur / chercheur / investisseur est le socle des emplois de demain. Cette promiscuité se réalise au sein de structures comme les pôles de compétitivité ou des associations professionnelles souvent régionales. Et plus le contexte est globalement risqué – ce qui est le cas actuellement pour le marché national – plus une protection doit être assurée

Le Crédit d'impôt Recherche (CIR) est actuellement l'outil financier le plus utilisé pour soutenir la R&D. La commission mixte paritaire préparant le vote de la loi de finances 2011 a voté des décisions qui ne sont pas favorables au financement de la R&D dans les PME : elle réduit son montant (passant de 50 à 40%) pour 2012, baisse la prise en compte des frais de fonctionnement (passant de 75 à 50%) mais augmente la dotation aux amortissements (passe de 50% à 75%).

De même pour le statut fiscal des Jeunes Entreprises Innovantes (JEI), avec une dégressivité des exonérations de charges dès la 4^{ème} année, et pour le financement en fonds propres, le taux de déduction de l'ISF passe de 75 à 50%. Tout ceci globalement ne favorise pas la mise en fonds propres dans les PME – TPE innovantes. Et donc l'appui à la recherche de financement extérieur est encore plus important



e) Groupement d'entreprises

Le niveau du groupement est plus sécurisant pour des PME. Ces groupements ont intérêt à rechercher une certaine formalisation pour pérenniser leurs investissements (marketing, commerciaux, R&D).

Il peut se présenter sous plusieurs formes :

- Actionnariat croisé
- Actions R&D communes, par un financement commun
- Actions commerciales communes, dont représentation à l'export
- Projet ponctuel commun, dont appel d'offres

f) Construction de la filière à partir de l'amont ou de l'aval

Depuis 2 à 3 ans, la filière PV française est en train de se construire à partir de l'aval, et pas de l'amont. Les aspects - spécifiques à la France - de l'intégration au bâti doivent être traités non seulement au niveau de l'étanchéité des toitures mais aussi de la température de fonctionnement des modules.

Un module intégré au bâti, fonctionne avec une TUC de l'ordre de 20°C supérieure à la TUC normalisée des modules en plein champ. Outre la perte de rendement liée à l'effet de température, la durée de vie des modules peut être considérablement réduite s'ils fonctionnent à plus haute température, et ceci pourrait bien devenir le talon d'Achille de la spécificité française de l'intégration en toiture.

Les modules intégrés doivent être convenablement refroidis par un courant d'air naturel ou forcé ménagé entre l'arrière des panneaux et la structure du bâtiment. Sans augmentation de coût considérable, il est possible de prévoir l'utilisation de l'énergie thermique ainsi produite pour couvrir une partie des besoins du bâtiment. Pour des utilisations à basse température, comme le préchauffage par exemple, il est possible d'optimiser la production d'électricité et de chaleur

Il ne nous paraît pas raisonnable à ce jour de recommander de remonter vers l'amont (production de silicium feedstock) dans la techno cristalline (c-Si) même si elle représente encore 75% du marché.

Sauf à développer des techniques spécifiques et innovantes pour atteindre le très haut rendement (> 20%), le risque est trop important de coût non compétitif face à la Chine.

Le niveau financier des entreprises ne correspond pas à la mise de fond de l'amont de la filière silicium cristallin, celle-ci est probablement condamnée, les échecs passés l'ont déjà montré.

Si l'on remonte vers l'amont, nous recommandons sur les aspects fondamentaux de travailler sur les matériaux avancés (potentiel de rendement supérieur à 50%) et sur les aspects préindustriels de changer de technologie (CIGS et μ -Si) mais cela nécessite de trouver les financements de la R&D.



F. Proposition de création de nouveaux business

1. En production

En amont, face à la concurrence des pays émergents, faire de l'encapsulation/finition de modules n'a pas beaucoup de sens économique. Les filières à suivre sont les systèmes d'intégration au bâti, la production de cellules au silicium cristallin à très haut rendement (VHE c-Si, déjà poursuivie à l'INES de Chambéry), et les modules en couches minces (CIGS et μ -Si). Ces dernières suscitent de réelles attentes, malgré leur poids encore faible sur le marché.

a) *Le CIGS*

La filière chalcogénure ternaire (CIS), quaternaire (CuInGaSe_2) et ses nombreuses variantes n'a pas eu la croissance explosive du CdTe. Pourtant, elle reste encore la plus pertinente pour se lancer aujourd'hui dans les couches minces car elle combine le meilleur compromis de haut rendement, de bonne stabilité et de faible coût potentiel sans offenser l'environnement. Contrairement aux matériaux III-V utilisés dans les « cellules de course » tels que GaAs ou InSb qui doivent être synthétisés dans des conditions d'extrême pureté, les matériaux de type II-VI comme CdTe ou I-III-VI comme CIS sont beaucoup plus tolérants aux impuretés, et donc peuvent être produits dans des conditions « banalisées ». Le CIS est malheureusement un matériau peu connu des physiciens du solide pour la plupart formés à l'école du Silicium. Il y a en effet un déficit de connaissances fondamentales et la mise en œuvre des quatre éléments reste très compliquée quelle que soit la technologie de dépôt retenue. L'indium dont on connaît la rareté et les augmentations récentes du prix peut astucieusement être remplacé par le Zinc (Zn) et l'étain (Sn)¹² au cours des six prochaines années.

La société française Screen Solar, fondée à Chambéry en 2009, travaille en partenariat avec le CEA-LITEN, à Grenoble, sur des modules photovoltaïques au CIGS en couches minces imprimées, pour des applications intégrées au bâti. Un programme de recherche de 7 millions d'euros sur trois ans est en cours pour une véritable rupture technologique, apte à construire une filière photovoltaïque locale. Le but est de parvenir dans les cinq ans à des modules techniquement et économiquement capables de supporter la croissance d'un marché sans subvention. Leur coût de production avoisinerait 0,35 € par watt/crête pour un rendement de l'ordre de 12%.

Nexcis, depuis Rousset, table sur un pilote industriel à l'horizon 2012 à partir aussi d'une technologie CIGS électro-déposé, sans que la fabrication ne nécessite une atmosphère sous vide qui alourdit toujours le coût d'un procédé industriel. Dans un premier temps, elle commercialisera des modules bi-verres. Mais, à terme, elle veut proposer pour des toitures de bâtiments à faible charge au sol des

¹² Programme de Recherche NOVACEZ en cours à l'ANR



modules flexibles et légers, sur substrat métallique encapsulé de polymère capable de durer vingt ans, pour un coût de fabrication inférieur à 1 euro par Watt/crête et un rendement voisin de 10-12%.

b) Les challenges à relever

Quelles que soient les approches, chercheurs et industriels devront lever plusieurs verrous technologiques pour parvenir à terme à imposer les modules en couches minces comme une alternative compétitive. Ils concernent le choix des matériaux, les modalités de dépôt (électrochimie, impression, co-évaporation) des couches minces sur les substrats choisis (métal, verre, plastique...), le niveau de flexibilité, les garanties de fiabilité et de durabilité. Il faut aussi lever certains obstacles technologiques liés à l'encapsulation des modules qui conditionne sur le long terme leur résistance aux UV, à la vapeur d'eau, à l'oxygène... Et comment ne pas songer d'ores et déjà aux possibilités de recyclage des composants ? Il y a aussi des leçons à tirer des expériences de la microélectronique, compte tenu des nombreuses similitudes avec les procédés de fabrication des semi-conducteurs. Il s'agit de trouver le juste équilibre. Les perspectives de volumes de marchés découleront directement de la capacité des acteurs industriels et académiques à offrir un rapport coût-rendement-pérennité plus attractif que celui obtenu avec du silicium cristallin.

2. Et dans l'aval.

En grande majorité les nouvelles applications sont déjà créés ou en développement :

- Intégrées au bâti : toitures domestiques, collèges, lycées, abri-bus, toitures industrielles et commerciales, ...
- Rapportées à des structures existantes : hangars agricoles, granges, trains,...
- Et non intégrée : serres, parkings de supermarchés ou d'entreprises, friches industrielles...

Parallèlement au simple développement commercial du photovoltaïque, est à préparer l'avenir des systèmes multifonctionnels, des bâtiments à énergie positive, la question du stockage, la conception des systèmes hybrides de chauffage / ECS / ventilation et les systèmes de rafraîchissement pour éviter les surchauffes d'été.

Et pour un peu plus tard, les réseaux intelligents avec la partie recharge du véhicule électrique : chargés au travail et déchargés en différé, les véhicules « transporteront » l'énergie solaire du midi vers le soir, rendant ainsi à la collectivité un service d'usage autre que le seul transport. Ce faisant, on aura créé le stockage mobile d'énergie solaire électrique !

Enfin, si l'objectif est principalement la création d'emplois, l'analyse économique doit prendre en compte tout l'aval. Et pour cela demander à l'ADEME de sortir un état des lieux récent sur les marchés et emplois des EnR. En évaluant les emplois induits, en amont comme en aval : il ne s'agit pas seulement d'évaluer les possibles créations d'emplois mais d'estimer le poids de la main d'oeuvre française par MWc installé en France.