

Accueil > **Actualité**

28 a -

[L'énergie solaire](#)[Enjeux et perspectives](#)[Contexte français](#)[Systèmes et composants](#)[Métiers et formations](#)[Galerie de réalisations](#)[Particuliers](#)[Collectivités territoriales](#)[Entreprises](#)[Exploitants agricoles](#)[Copropriétés](#)[Investir collectivement](#)

Contributions de la filière à la concertation photovoltaïque

13 janvier 2011

Retrouvez ci-après les contributions des acteurs de la filière à la concertation photovoltaïque :

Contribution de Cythelia :

Contribution Cythelia : Propositions pour la restructuration du photovoltaïque français (PDF - 755.2 ko)

Contribution d'Enerplan :

Contribution Enerplan : Motion établie dans un cadre interprofessionnel pour le "Grenelle du photovoltaïque" (PDF - 76.5 ko)

Contribution Enerplan : Note de cadrage et présentation de quelques propositions (PDF - 79.6 ko)

Contribution de la FNCCR :

Contribution FNCCR : Communiqué de presse (PDF - 123.1 ko)

Contribution FNCCR : observations et propositions (PDF - 94.8 ko)

Contribution de France Nature Environnement (FNE) :

Contribution FNE : Photovoltaïque : énergie renouvelable en danger de disparition (PDF - 231.7 ko)

Contribution du Gimélec :

Contribution Gimélec (PDF - 191.3 ko)

Contribution du GMPV-FFB :

Contribution GMPV-FFB du 6 janvier (PDF - 351.9 ko)

Contribution GMPV-FFB du 14 février (PDF - 119.3 ko)

Contribution du GPPEP :

Contribution GPPEP : Le GPPEP reçu par le Gouvernement (PDF - 68.4 ko)

Contribution d'Hespul :

Contribution Hespul : Pour une sortie par le haut du moratoire photovoltaïque (PDF - 2.8 Mo)

Contribution du SER-SOLER :

Contribution SER-SOLER : Note centrale au sol (PDF - 77 ko)

Contribution SER-SOLER : Note résidentiel (PDF - 96.3 ko)

Actualité récente

- 3 janvier - [Maintenance de l'exonération de la taxe foncière pour les bâtiments publics équipés de photovoltaïque](#)
- 21 décembre 2018 - [Fermeture de la permanence photovoltaïque pendant les fêtes de fin d'année](#)
- 3 décembre 2018 - [Mode d'emploi Enedis pour les installations inférieures ou égales à 36 kVA](#)
- 29 novembre 2018 - [Stratégie française pour l'énergie et le climat : mesures de promotion pour le photovoltaïque](#)
- 29 novembre 2018 - [Modification de cahiers des charges d'appel d'offres](#)
- 16 novembre 2018 - [Rapport sur les concepts et les obstacles à l'autoconsommation](#)
- 15 novembre 2018 - [Publication des indices INSEE connus et définitifs au 1^{er} novembre 2018](#)
- 12 novembre 2018 - [Note d'instruction de la DGEC sur les modalités d'application de l'arrêté tarifaire](#)
- 12 novembre 2018 - [Tarifs d'achat du 1^{er} octobre au 31 décembre 2018](#)
- 4 octobre 2018 - [EDF OA : publication du livret producteur S17](#)
- 3 octobre 2018 - [Particuliers : contactez votre conseiller FAIRE !](#)
- 20 septembre 2018 - [Publication d'une étude sur les dysfonctionnements électriques des installations photovoltaïques](#)
- 28 août 2018 - [Se former à l'investissement collectif dans les ENR](#)
- 27 août 2018 - [Retour d'expérience VercorSoleil - investissement collectif](#)
- 21 août 2018 - [Remplacement de la pré-étude par la demande anticipée de raccordement](#)
- 16 août 2018 - [Mises à jour : quotes-parts du S3REnR et IFER](#)



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.....	26
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'année 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.

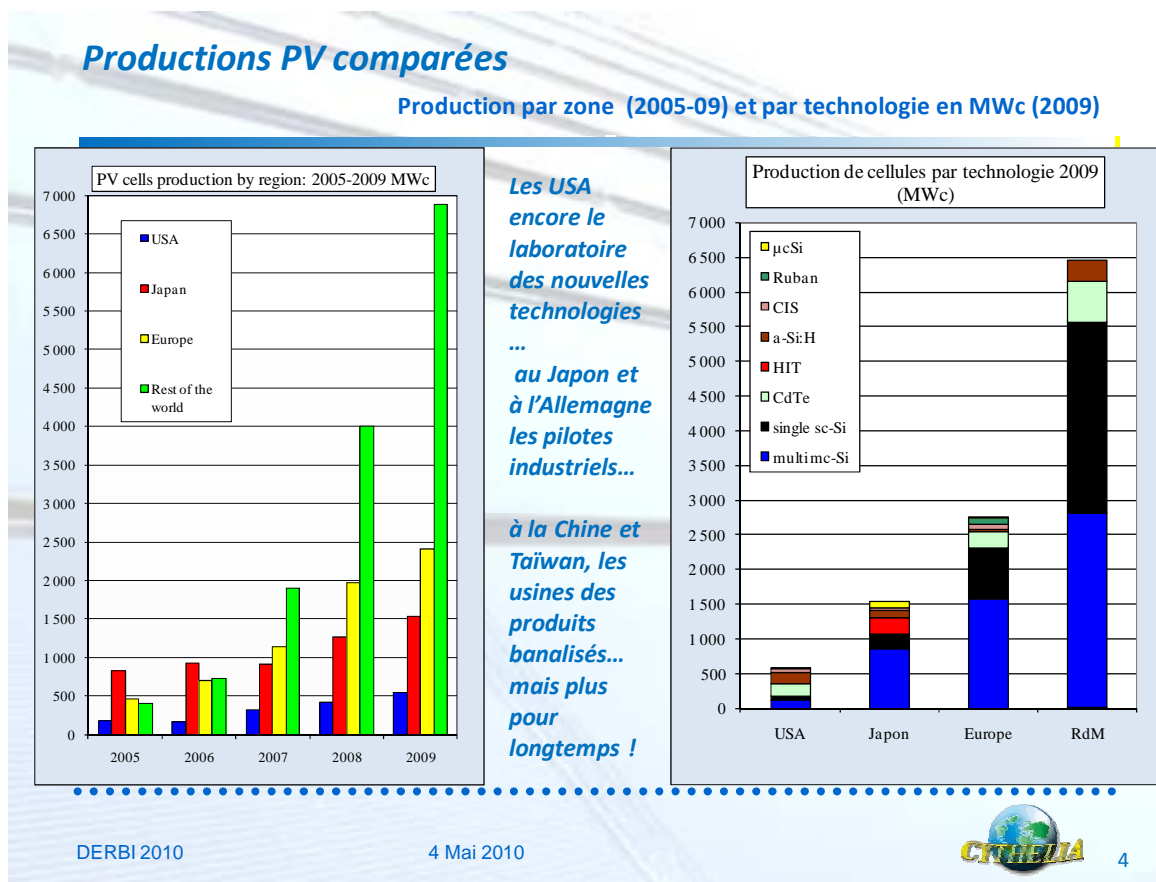


Figure 1: Production des modules PV par zone et par technologie (source Cythelia)

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 μ c-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.

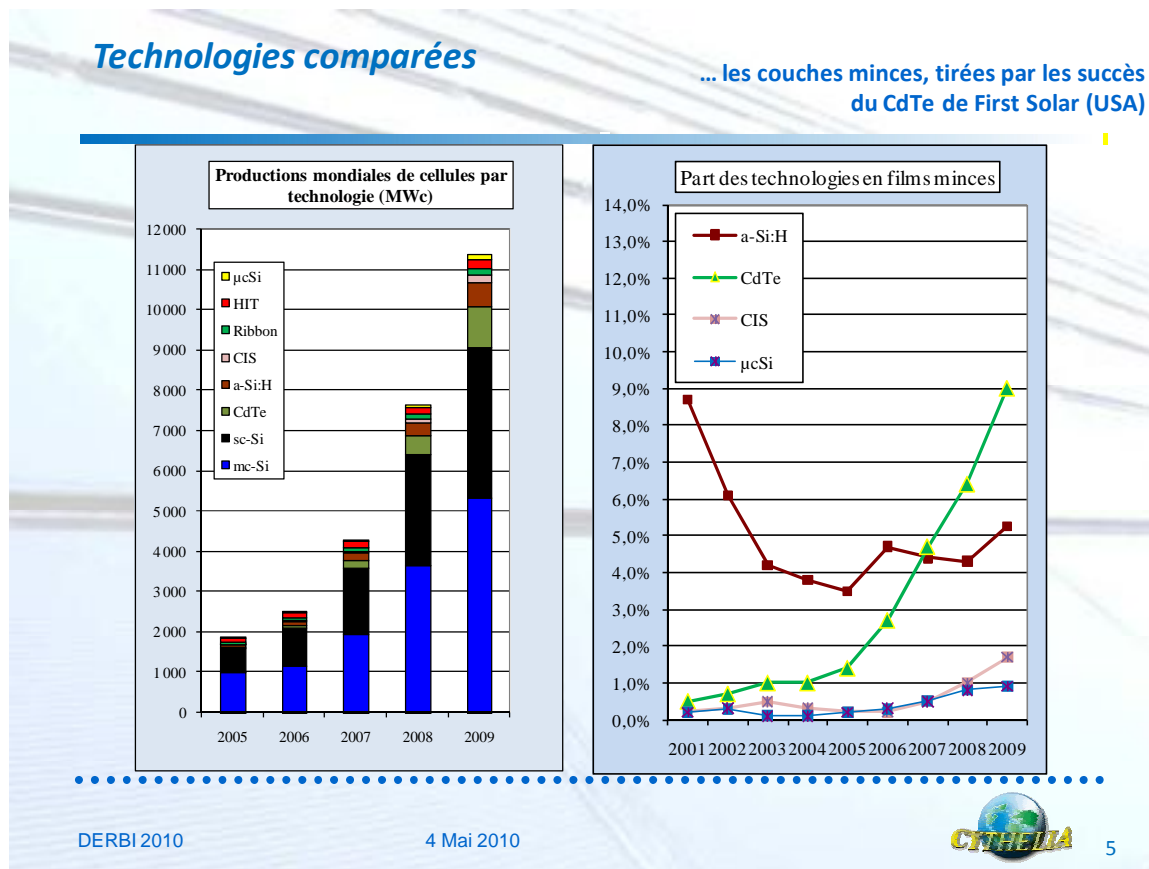


Figure 2: Production des modules PV par technologie : rôle croissant des couches minces (source Cythelia)

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.

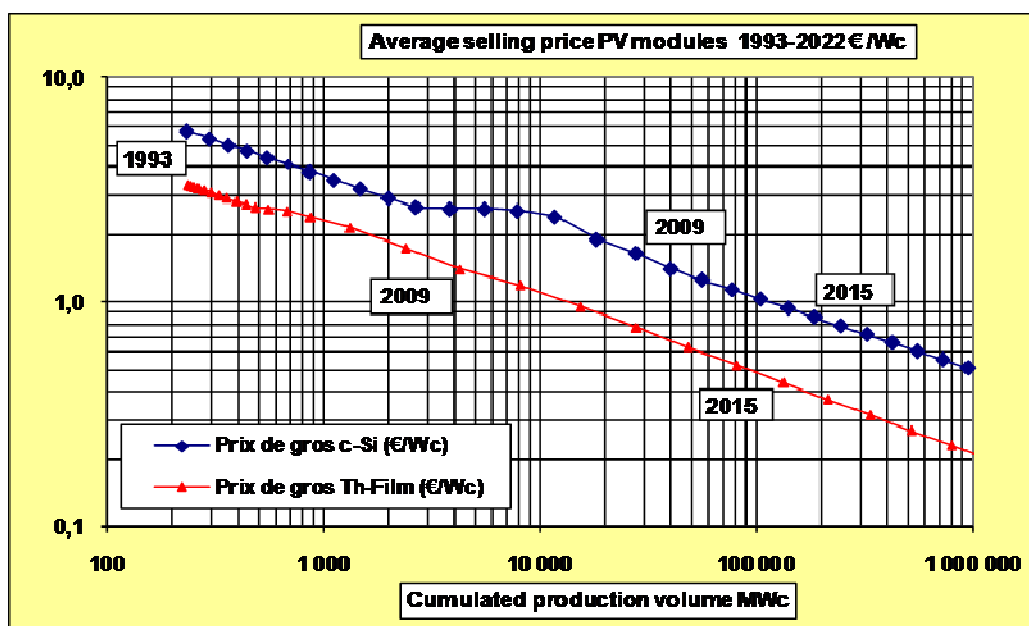


Figure 3: Courbes d'apprentissage comparées du prix des modules au silicium cristallin et des modules en couches minces (Source Cythelia)

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)

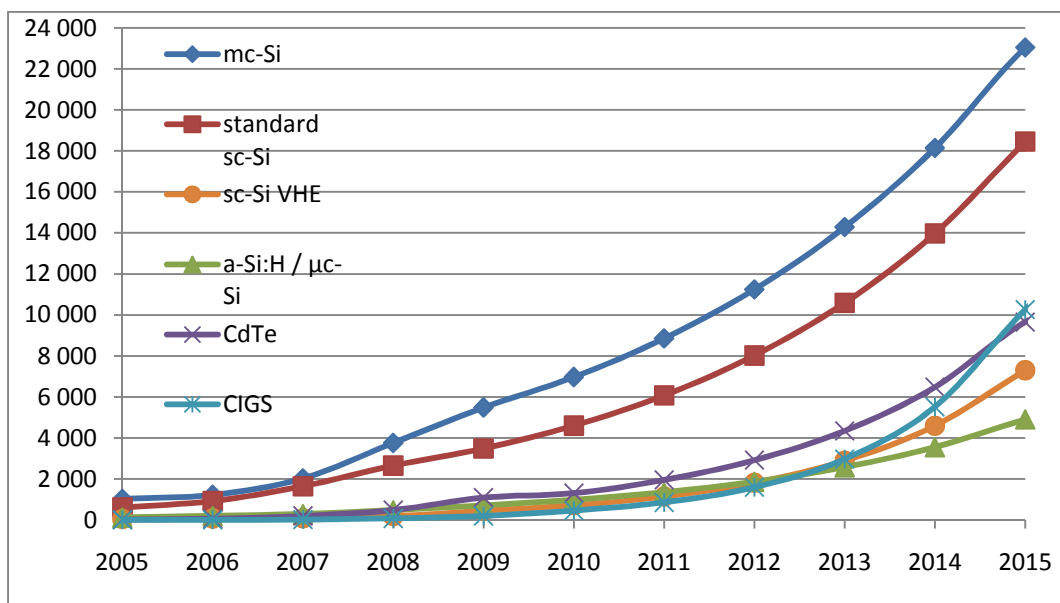
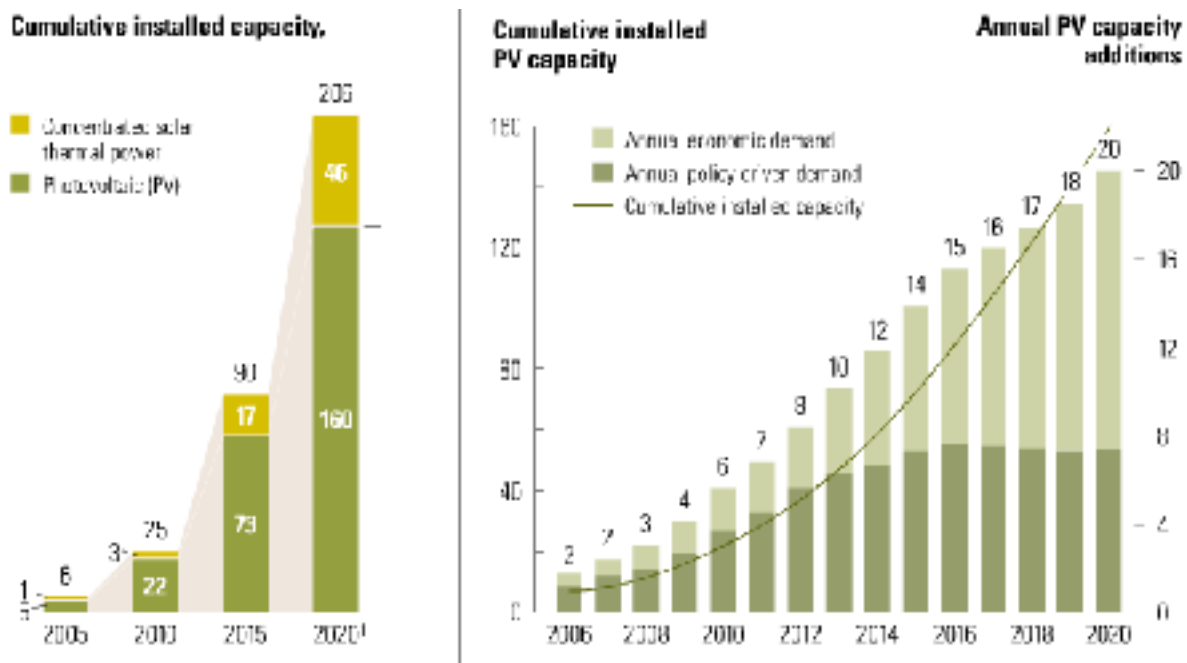


Figure 4: Volumes de production de modules PV passés et prévisibles, par technologie (Source Cythelia)



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

Figure 5: Prévission de croissance du PV

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

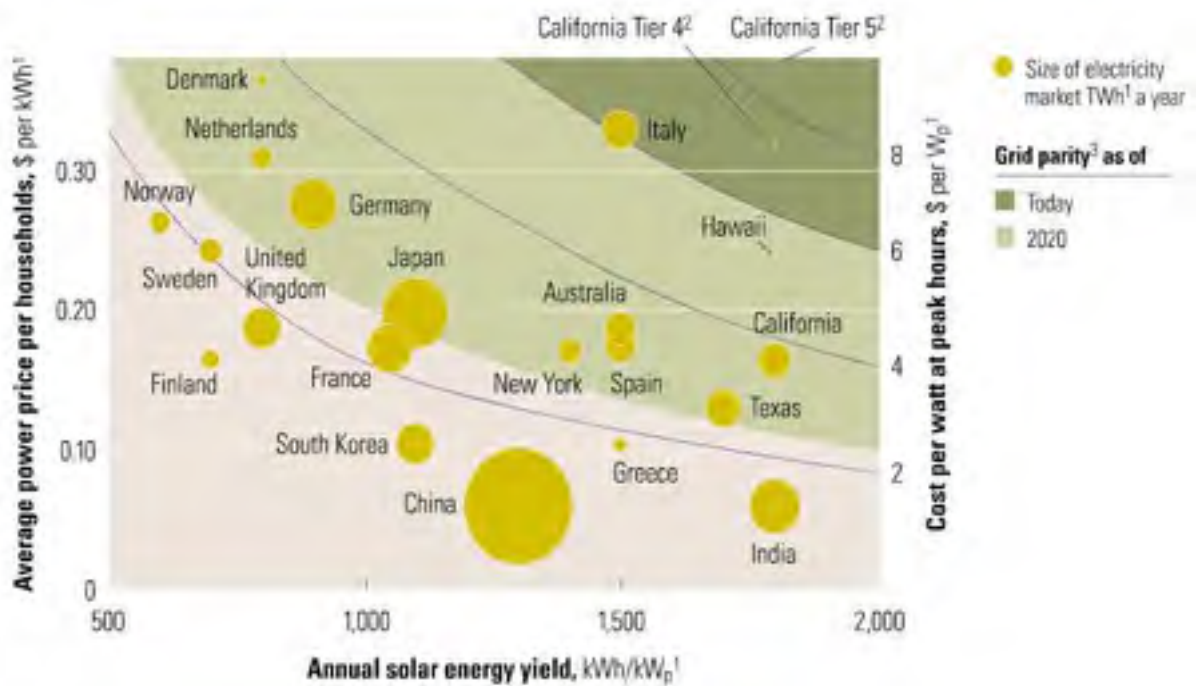


Figure 6: Parité réseau : prévision de prix du kWh solaire / prix du réseau distribué

(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.

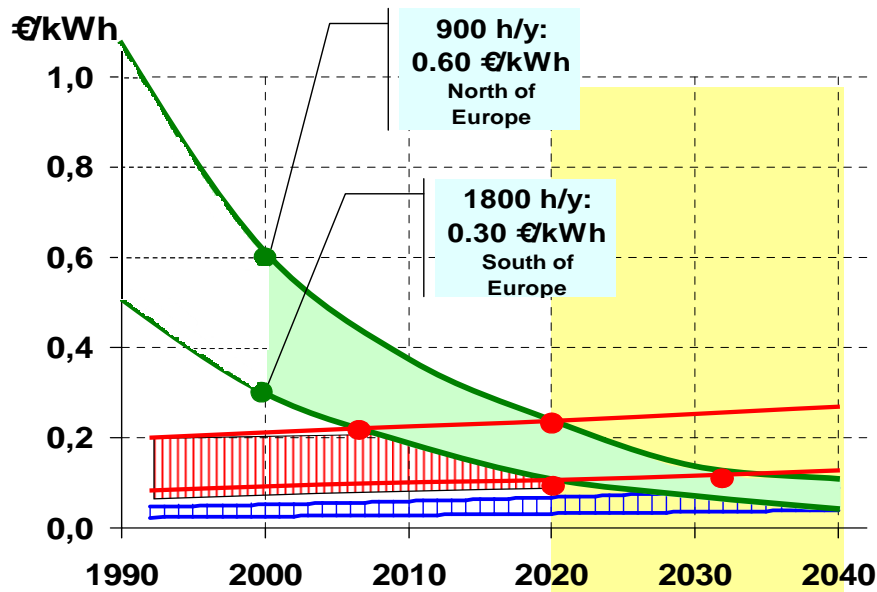


Figure 7: Juge final... le coût de l'électricité solaire par kWh

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 rapportées 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 / profitabilité 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 abagements : 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 corrélée 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 (Screen Solar à Chambéry).
- 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 c-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.

Motion d'Enerplan établie dans un cadre interprofessionnel pour le « Grenelle du photovoltaïque » - Concertation ouverte le 20 décembre 2010

1/ Quel objectif de 2020 de la filière photovoltaïque française ?

L'objectif arrêté en 2007 lors du Grenelle de l'Environnement, pour le photovoltaïque en France, à savoir 5,4 GW installés d'ici 2020, ne fait plus consensus. Il est devenu caduc. L'évolution des coûts des cellules et modules au niveau international depuis 4 ans, l'ambition allemande (52 GW installés en 2020, objectif officiel du gouvernement fédéral), la dynamique internationale sur le sujet, l'émergence d'une industrie solaire française, le parcours de la courbe d'apprentissage du secteur de la construction pour atteindre le niveau Bâtiment à Energie Positive (BEPos) d'ici 2020, ..., rendent **ces 5,4 GW nettement in suffisants**.

- ⇒ **Il y a lieu de revoir cet objectif à la hausse, au minimum x2, (avec des objectifs plus ambitieux à explorer tels x3 ou 4), soit une part de 2 à 4% du photovoltaïque dans la consommation électrique française en 2020 pour :**
- **Donner un avenir industriel au photovoltaïque français**, avec un marché national suffisamment significatif pour justifier des investissements dans des outils de production en local. **Cette industrie s'organise autour de deux grandes filières complémentaires :**
 - Celle du bâtiment intelligent et performant, où l'intégration au bâti du photovoltaïque génère une énergie diffuse et décentralisée ;
 - Celle de la production d'une énergie compétitive dans le mix énergétique, notamment avec les centrales au sol dans un cadre maîtrisé et l'équipement de grandes toitures.

Elle ne pourra émerger qu'avec une ambition nationale à la hauteur des enjeux de la compétition mondiale. Outre un objectif quantitatif plus ambitieux, l'industrie photovoltaïque française et le secteur du bâtiment qui partagent la même ambition solaire, ont besoin de visibilité et de stabilité dans les dispositifs de soutien au marché pour ne pas décourager les initiatives des PME et des PMI les plus innovatrices.

- **Permettre aux acteurs français de progresser sur la courbe d'apprentissage du BEPos 2020** – respect de la directive européenne sur la performance énergétique des bâtiments, traduite dans la loi Grenelle de l'Environnement. Ne plus construire de bâtiments neufs sans photovoltaïque à partir de 2021 (2018 pour les bâtiments publics) **nécessite une montée en puissance progressive.** Un objectif conservateur de 60 % de BEPos pour les bâtiments neufs construits en 2020 (pour passer à 100% BEPos 2021), conduit à un parc installé de 3100 MW en 2020 sur le seul segment du neuf, soit 60% de l'objectif retenu en 2007. Il conviendra donc que le développement équilibré de projets sur tous les segments du marché solaire au cours des 10 prochaines années, puisse contribuer à faire émerger une filière industrielle française capable de relever ce défi
- **Tenir compte de la parité réseau atteinte d'ici 2020**, où le kWh solaire sera compétitif par rapport au kWh conventionnel délivré par le réseau. Cette parité réseau aura des effets sur le marché de la rénovation énergétique des bâtiments. Elle

permettra en outre de réduire, puis de faire disparaître le soutien financier au développement du marché pour tous les segments de marché.

2/ Quel investissement pour la collectivité nationale, pour quels gains ?

Il y a lieu d'évaluer à la fois le montant de l'investissement national, que représenterait le développement du marché national selon des objectifs révisés au point 1, mais aussi les retombées positives au plan économique et social (recettes fiscales, emplois, synergies avec la recherche publique, exportations, ...), au plan énergétique et environnemental d'ici 2030. **Il s'agit d'un sujet macroéconomique, où les gains pour la société française sont potentiellement importants.**

Les prévisions s'élèvent ainsi à plus de 60.000 emplois en 2020, et on estime la contribution de la filière photovoltaïque en termes d'impôts et taxes diverses à 8 Milliards d'Euros sur les 10 prochaines années, dans le scénario le plus ambitieux présenté au point 1.

Cette évaluation des gains et des coûts de la filière photovoltaïque doit **tenir compte de l'expérience du passé en toute transparence**, notamment sur la file d'attente en ne tenant compte que des projets qui se réaliseront effectivement, et sur les hypothèses de calcul de la CSPE.

Cette évaluation tiendra compte de l'objectif partagé, d'optimiser les ressources dédiées au soutien du marché d'ici à 2020. La volonté, transcrite dans les propositions élaborées par les organisations professionnelles et associations du secteur solaire, est de valoriser au maximum l'investissement de la collectivité nationale pour atteindre et dépasser l'objectif révisé, pour le bénéfice du pays.

3/ Quel type de concertation pour le « Grenelle du photovoltaïque » ?

Pour les trois mois qui sont devant nous, les organisations professionnelles et associations du secteur solaire entendent être des forces de proposition et se montrer actives dans la concertation. Celle-ci pourrait être menée selon la méthode utilisée pour le CURDE.

L'objectif que nous partageons étant de créer et de gérer une filière génératrice de valeur ajoutée pour le pays, d'innovations et d'emplois en contrôlant les impacts des choix politiques dans les cinq domaines suivants : la protection du climat, le prix de l'électricité, l'emploi, la sécurité énergétique, la promotion de technologies innovantes.

Pour conclure cette motion, alors que l'Etat français est revenu plusieurs fois sur sa parole en 2010, **nous demandons que s'exprime à l'issue du « Grenelle du photovoltaïque », une affirmation forte de l'ambition et de la constance de la politique solaire française, pour redonner confiance aux entrepreneurs, aux investisseurs et aux banques.**

Note de cadrage général et présentation de quelques propositions

Compte tenu de la tendance naturelle à la baisse des coûts de production de l'électricité d'origine solaire au niveau mondial, de sa compétitivité réseau qui sera atteinte avant 2020 en France, et de la charge financière du soutien au marché, il est **nécessaire de réviser à la baisse les tarifs d'achat de l'électricité d'origine solaire lors de la concertation qui s'ouvre le 20 décembre**. Le rythme de la baisse des tarifs d'achat subventionnés par les consommateurs d'électricité, doit être en phase avec la compétitivité croissante de l'électricité solaire, en France comme ailleurs. Cette **baisse doit être équilibrée pour ne pas remettre en cause le modèle économique de toute la filière solaire française, tout en reflétant justement la dynamique de baisse des coûts**. Il fait consensus que le point d'arrivée de la baisse des tarifs d'achat de l'électricité solaire, est **l'atteinte progressive de la parité réseau entre 2015 et 2020**.

Les acteurs du secteur photovoltaïque sont conscients de la contrainte qui pèse sur finances publiques. Aussi, cette baisse des tarifs d'achat doit s'accompagner d'une disparition progressive des avantages fiscaux incitatifs pour les producteurs d'électricité solaire. Il faut **concentrer l'aide publique** (grand emprunt, crédit d'impôt recherche, aides ANR, OSEO, ...) **sur l'industrie solaire et l'innovation technologique**. Le marché sera lui financé par de l'argent privé (investissements, tarifs d'achat et leur compensation CSPE).

Pour construire une véritable filière industrielle photovoltaïque en France, il ne faut manquer ni d'ambition, ni de pragmatisme, et se défaire des tentations centralisatrices et/ou défaitistes. L'avenir est dans les start-up et les PMI/PME du solaire et du bâtiment, comme cela s'est vérifié en Allemagne depuis 10 ans, plus que dans l'émergence d'un ou deux champions nationaux isolés. L'avenir passe aussi par la rencontre féconde de l'industrie solaire et du secteur du bâtiment. Il est par ailleurs **indispensable de rappeler que l'industrie nationale ne peut émerger qu'avec un marché national conséquent**, alors que le marché mondial continuera de se montrer très dynamique d'ici 2020.

Le photovoltaïque est une "nouvelle" technologie du 21^{ème} siècle, qui à l'instar des technologies de l'information, **connaîtra en moins d'une décennie un très fort développement qui entraînera une forte création d'emplois et de richesses au niveau mondial**. Pour la France, il convient d'avoir une vision transverse et holistique (recherche et développement, ingénierie, industrie, bâtiment, exploitation, finance, assurance, ...) pour développer des avantages compétitifs sur la scène internationale. **Si l'on se dote de la bonne politique dès 2011, ces avantages compétitifs seront exportables par les entreprises françaises**, qui pourront compter parmi les leaders mondiaux du domaine.

Quelques propositions sont développées ci-après, pour nourrir la concertation.

L'industrialisation de la filière solaire française

Le photovoltaïque est une énergie prometteuse à moyen/long terme, qui repose sur une ressource illimitée. Cependant, son coût, aujourd'hui relativement élevé, la disqualifie comme contributrice significative du mix énergétique français, européen et mondial à court terme.

Le positionnement de la France est très modeste en matière de filière industrielle, alors que plusieurs pays (Allemagne, Chine, Corée, ...) font des investissements (privés et publics) stratégiques dans celle-ci. En France, les effets de la politique de « stop & go » de 2010 ont grandement fragilisé les PME/PMI du secteur, alors qu'elles sont nombreuses en phase d'émergence et de développement depuis 2008/09.

Pour que la France se lance dans l'industrialisation de sa filière solaire nationale, il conviendrait de mettre en place :

- **Une plateforme industrielle du PV financée par le développement du marché aval, dédiée aux PMI et start-up en lien avec les pôles de compétitivité, avec une gouvernance équilibrée**
- **Une plateforme PV & Bâtiment pour assurer une réponse adaptée à la garantie de performance, avec une offre de services clés en main (conception, ingénierie, installation, exploitation-maintenance, finance véhicules d'investissements dédiés, ...),**

Ces deux plateformes favoriseront l'agrégation des compétences amont/aval de la chaîne de valeur du photovoltaïque « pure » et du photovoltaïque intégré au bâti. Cela permettra le développement d'une filière industrielle solaire « made in France », avec des acteurs qui développent des produits, des systèmes et des services à forte compétitivité (coût du kWh solaire), améliorant la performance énergétique des bâtiments, et permettant le développement de la mobilité (voiture électrique). Ce modèle est en outre potentiellement exportateur, vers des pays dont la demande énergétique est en forte croissance et en mutation.

L'encadrement des prix de d'achat

La baisse des tarifs d'achat de l'électricité d'origine solaire est à la fois naturelle et inéluctable. Il faut cependant avoir en tête qu'une baisse trop abrupte de ces tarifs remettrait en cause le modèle économique de toute la filière solaire française. **La concertation devra fixer les modalités de révision dynamique et progressive des tarifs d'achat, tenant compte d'un calendrier, des volumes par segment de marché, et des coûts supportés par les opérateurs.** La diminution des coûts supportés par la collectivité passe par la simplification administrative. Le mécanisme des tarifs d'achat devra intégrer de l'intelligence, avec la régionalisation de tous les

tarifs afin de permettre une optimisation du soutien avec meilleure répartition du marché dans l'hexagone. Il faudra également introduire un mécanisme encourageant l'autoconsommation, en phase avec la nouvelle réglementation énergétique des bâtiments neufs et rénovés.

La mise en place d'un organisme paritaire de gouvernance

Entre toutes les parties prenantes (acteurs du marché, exécutif, législatif, administration, consommateurs), pour éclairer les décisions politiques, il est indispensable de mettre en place un organisme paritaire de gouvernance, qui réunirait toutes les parties prenantes dans un format « Grenelle » appliqué au photovoltaïque sur une période de 10 ans». Cette instance serait dotée d'un observatoire, se réunirait de façon régulière, avec pour principales missions :

- d'observer l'évolution du marché en termes de volumes et de tarifs
- de proposer les ajustements nécessaires
- d'observer l'application de la réglementation
- de proposer des améliorations de la réglementation

La simplification des procédures administratives

L'objectif d'une telle simplification est de réduire les coûts improductifs afin de rendre les solutions françaises plus compétitives, plus accessibles et, par conséquent, moins subventionnées. C'est un objectif logique et légitime pour toute politique publique moderne.

Il est indispensable de permettre aux installateurs qualifiés de réaliser eux-mêmes leurs raccordements au réseau électrique, de mettre en place un contrat unique pour le raccordement et l'achat d'électricité solaire, de même qu'un système informatique adapté...

Transparence et qualification de la « file d'attente »

L'actuel dispositif de régulation du marché, a conduit à la création d'une « file d'attente » des demandes de raccordement de vaste ampleur. L'absence de barrière à l'entrée et le manque de transparence sur cette file, ne permettent pas de préjuger de la quantité et de la qualité du pipeline projets qui seront finalement réalisés.

Aussi, enseignés des écueils de l'actuel dispositif, il semble nécessaire de :

- Réviser les conditions d'entrée et surtout de sortie de la file d'attente en cas de non réalisation du projet dans des délais impartis (radiation / changement de tarifs)

- Mettre en place une nouvelle file d'attente officielle, actualisée et publiée périodiquement en vue d'assurer une meilleure visibilité du développement du secteur
- Fixer un délai maximum entre le dépôt de la demande de raccordement et la mise en service de l'installation / réalisation du projet ;



COMMUNIQUE

8 février 2011

Photovoltaïque : Propositions de la FNCCR

Dans la cadre du processus de concertation engagé par le Gouvernement avec les acteurs de la filière, la FNCCR a émis plusieurs propositions qu'elle rend aujourd'hui publiques.

La FNCCR est favorable à un traitement immédiat des dossiers en cours et préconise un délai de réflexion supplémentaire pour le nouveau régime.

Elle plaide pour un financement équitable du dispositif assorti d'une rémunération raisonnable de l'ensemble des acteurs de la filière.

Elle se prononce en faveur d'une simplification du dispositif intégré au bâti et prône l'éligibilité des installations solaires assurant l'étanchéité des bâtiments aux certificats d'économie d'énergie.

La FNCCR préconise une meilleure prise en compte des spécificités des collectivités locales (marchés publics...) et souhaite que celles-ci, comme organisatrices des services publics de distribution d'électricité, puissent procéder au raccordement des installations photovoltaïques, lorsqu'elles exercent la maîtrise d'ouvrage des travaux de renforcement.

Propositions

La FNCCR se prononce en faveur d'une rémunération raisonnable des différents acteurs par un calibrage du soutien aux énergies renouvelables conforme aux objectifs des lois « Grenelle » 1 et 2.

- Exemples : les tarifs d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque seraient ajustables semestriellement. La modulation tarifaire serait liée à la puissance unitaire et à l'ensoleillement.

La FNCCR est favorable à un financement équitable du mécanisme de soutien.

- Exemples : la FNCCR propose que les contrats d'achat comportent également une obligation de vente sur la même durée. Elle préconise l'étude d'une régulation des installations photovoltaïques en volume de CSPE plutôt qu'en MW permettant d'ajuster, le cas échéant, les objectifs de la PPI.

Il faut éviter une sortie de moratoire pénalisante pour les porteurs de projets déjà largement engagés financièrement.

- Exemple : la FNCCR propose que les dossiers ayant déjà obtenu une autorisation de l'administration ou bien passé commande soient maintenus ou intégrés en liste d'attente sans dépôt de nouveau dossier.

La FNCCR estime qu'il faut tenir compte des spécificités des collectivités territoriales ou de leurs établissements publics.

- Exemples les projets portés par des maîtres d'ouvrage publics doivent bénéficier d'un délai supplémentaire. Les projets sous maîtrise d'ouvrage des collectivités doivent être traités de manière prioritaire pour la sortie du moratoire.

La FNCCR propose des améliorations plus ciblées du dispositif.

- Exemples : la demande de raccordement doit pouvoir être établie au stade du projet. Les actuels tarifs « intégré au bâti » et « intégration simplifiée » seraient regroupés en un seul. Le surcoût des installations assurant l'étanchéité pourrait alors être financé par leur éligibilité aux certificats d'économie d'énergie et/ou un crédit d'impôt différencié. Pour raccourcir les délais, le raccordement des installations pourrait être réalisé par les collectivités (AODE) dans les cas où elles assurent la maîtrise d'ouvrage des travaux de renforcement du réseau de distribution ou des branchements des nouveaux consommateurs.

Le détail des propositions (Concertation post moratoire photovoltaïque : contribution de la FNCCR – 5 février 2011) est consultable en ligne :

http://energie2007.fr/images/upload/moratoire_photovoltaique_contribution_fnccr_070211.pdf

Contact : Jean-Marc Proust (01 40 62 16 38 / 06 22 93 17 29)

Créée en 1934, la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) est une association regroupant près de 500 collectivités territoriales et établissements publics de coopération, spécialisés dans les services publics d'électricité, de gaz, d'eau et d'assainissement, de communications électroniques, de valorisation des déchets, que ces services soient délégués (en concession) ou gérés directement (en régie).

Les collectivités locales sont propriétaires des réseaux de distribution d'électricité basse et moyenne tension.

www.fnccr.fr / www.claienergy.fr / www.energie2007.fr / www.servicedeau.fr / www.telecom2012.fr



5 février 2011

CONCERTATION PHOTOVOLTAÏQUE OBSERVATIONS ET PROPOSITIONS DE LA FNCCR CONTRIBUTION DU 5 FEVRIER 2011

La FNCCR regroupe des collectivités organisatrices de la distribution publique d'électricité ou d'autres services publics locaux, dont certaines sont également productrices d'électricité photovoltaïque, et des entreprises locales de distribution (ELD), gestionnaires des réseaux de distribution et dont certaines assurent également une mission de fourniture et sont soumises à l'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque produite sur leur territoire.

Ses observations et propositions résumées ci-dessous prennent donc en compte de manière cohérente les différentes visions que peuvent avoir ces acteurs, ainsi que celles des citoyens/consommateurs que les collectivités territoriales intègrent également dans leur rôle d'Autorités Organisatrices de la Distribution et de la fourniture d'Electricité aux tarifs réglementés (AODE).

- 1. Le soutien au développement des énergies renouvelables doit être calibré pour permettre d'atteindre les objectifs fixés dans les lois « Grenelle » et auxquels la France s'est engagée au sein de l'Union Européenne, en assurant de manière équitable aux différents acteurs concernés une rémunération raisonnable (suffisante sans être excessive) du travail qu'ils ont effectué, des capitaux qu'ils ont investis et des risques qu'ils ont pris.**
- 2. Le financement du mécanisme de soutien doit, lui aussi, être équitablement réparti entre les différents contributeurs en tenant compte des bénéfices qu'ils en retirent ou qu'ils en retireront à court, moyen et long terme.**
- 3. Les modalités selon lesquelles les dossiers stoppés par le moratoire seront traités sont essentielles pour le fonctionnement de la suite du dispositif. En effet, une sortie de moratoire très pénalisante pour les porteurs de projets déjà largement engagés financièrement pourrait faire perdre confiance aux maîtres d'ouvrage en leur laissant craindre de nouvelles modifications brutales, et entraîner ainsi l'arrêt du montage de nouveaux projets.**
- 4. Les spécificités des collectivités territoriales ou de leurs établissements publics doivent être prises en compte aussi bien dans le nouveau dispositif que dans les modalités de sortie du moratoire.**
- 5. Au-delà des principes et orientations définies ci-dessus, des améliorations plus ciblées du dispositif peuvent également être proposées.**

Aussi, compte tenu de la richesse des débats engagés dans le cadre du groupe de concertation et des nombreuses propositions formulées par l'administration et les

participants qui ne peuvent pas toutes être évaluées dans des délais très brefs, la FNCCR suggère :

- de ne pas définir dans l'urgence un nouveau dispositif qui risquerait de provoquer d'importants effets pervers et nécessiterait des réajustements à brève échéance, ce qui déstabiliserait une nouvelle fois et encore plus fortement les acteurs de la filière,
- de définir dans un premier temps les critères selon lesquels certains dossiers pourraient sortir immédiatement du moratoire en bénéficiant de dispositions transitoires, ce qui permettrait de donner une visibilité à court terme et d'éviter une interruption trop longue des travaux,
- de poursuivre la concertation sur des nouvelles modalités pendant encore quelques semaines, notamment à partir de projets de décrets et d'arrêtés établis par l'administration, avant d'accepter le dépôt de nouveaux dossiers,
- de tenir compte, dans l'ensemble des dispositions à venir, de la spécificité des projets réalisés sous la maîtrise d'ouvrage des collectivités territoriales et de leurs établissements publics, tant en matière de délais que d'emplacement et d'objectifs des installations.

De manière concrète, les propositions de la FNCCR peuvent être résumées ainsi :

A. Sur la démarche générale :

1. Etablir en priorité des critères permettant d'exclure du moratoire un certain nombre de projets sans dépôt de nouveau dossier et dans les conditions tarifaires prévues par l'arrêté du 31 août 2010
2. Reprendre l'instruction de ces dossiers dès que possible et, au plus tard à la fin du moratoire fixé par le décret du 9 décembre 2010
3. Différer de quelques semaines les décisions concernant le nouveau dispositif qui s'appliquera aux autres projets, de manière à pouvoir le rendre plus robuste et en limiter les éventuels effets pervers

B. Sur les critères de sortie immédiate du moratoire :

1. Projets sous maîtrise d'ouvrage des collectivités territoriales ou de leurs établissements publics
2. Projets pour lesquels une part significative des dépenses a déjà été engagée par le maître d'ouvrage
3. Dans les deux cas, application des conditions tarifaires fixées par l'arrêté du 31 août 2010 sous réserve du respect de délais de réalisation déterminés en fonction de la complexité du projet, et en cas de non respect de ces délais, application des nouvelles dispositions à venir

C. Sur le nouveau dispositif à mettre en place :

- 1. Maintien de l'obligation d'achat en dessous de 12 MW par site - seuil à respecter strictement en écartant le découpage des projets- et appels à projets au dessus de ce seuil.**
- 2. Tarifs d'achat modulés en fonction de la puissance de l'installation et de l'ensoleillement du site et déterminés au moment de la fourniture du dossier complet de raccordement.**
- 3. Tarifs déterminés sur une trajectoire dégressive pluriannuelle et ajustés semestriellement, à la hausse ou à la baisse dans une fourchette déterminée, en fonction du volume de CSPE mobilisé par les mises en service effectives au cours de la période précédente.**
- 4. Fusion des tarifs d'intégration au bâti et d'intégration simplifiée, le surcoût des installations intégrées par rapport à l'intégration simplifiée étant compensé par l'attribution de CEE (Certificats d'Economie d'Energie) aux dispositifs assurant par eux-mêmes l'étanchéité, à condition qu'un niveau suffisant d'isolation thermique soit également atteint, et par une modulation du crédit d'impôt.**
- 5. Ajustement national des procédures d'instruction des dossiers et de raccordement (notamment pour permettre le dépôt de la demande à un stade moins avancé qu'actuellement), avec instauration de délais contractuels et de pénalités en cas de dépassement, et contrôle local de la bonne exécution de ces procédures et du respect ces délais par les Autorités Organisatrices de la Distribution d'Electricité (AODE) dans le cadre de leur mission de contrôle des concessions et des régies.**
- 6. Etude d'un ajustement des modalités de compensation de l'obligation d'achat par la CSPE, en intégrant la période et le lieu de la production photovoltaïque dans la comparaison avec le prix de marché utilisé en référence.**
- 7. Incorporation, pendant toute la durée du contrat d'achat, d'une obligation contractuelle de vente pour la totalité de la production, sauf autoconsommation sur le même site, avec des pénalités dissuasives en cas de non respect.**
- 8. Prise en compte de l'intérêt particulier des projets portés par les collectivités locales et leurs établissements publics et des spécificités de ces maîtres d'ouvrage dans les nouvelles dispositions qui seront retenues.**

Le détail des propositions ainsi que le raisonnement suivi et les arguments développés sont présentés en annexe.



5 février 2011

CONCERTATION POST MORATOIRE PHOTOVOLTAÏQUE
OBSERVATIONS ET PROPOSITIONS DE LA FNCCR
CONTRIBUTION DU 5 FEVRIER 2011
ANNEXE

- 1. Le soutien au développement des énergies renouvelables doit être calibré pour permettre d'atteindre les objectifs fixés dans les lois « Grenelle » et auxquels la France s'est engagée au sein de l'Union Européenne, en assurant de manière équitable aux différents acteurs concernés une rémunération raisonnable (suffisante sans être excessive) du travail qu'ils ont effectué, des capitaux qu'ils ont investis et des risques qu'ils ont pris.**

Les mécanismes de soutien doivent donc être ajustés pour tenir compte des évolutions que connaissent les technologies, le coût des matériels, le coût des énergies traditionnelles et des autres énergies renouvelables, ainsi que celui de l'énergie non consommée grâce aux actions de maîtrise de la demande.

Les dispositifs retenus pour ces ajustements doivent être définis sur des périodes suffisamment longues par rapport aux délais de montage des projets pour permettre aux porteurs de disposer d'une lisibilité et d'une stabilité compatibles avec leurs prises de décisions.

Ils doivent être accompagnés d'outils d'observation et de pilotage rapides, fiables et transparents.

Ces principes généraux qui n'ont pas été réellement appliqués à la production d'électricité photovoltaïque, doivent désormais être utilisés pour construire un nouveau mécanisme.

La FNCCR est donc favorable au principe de tarifs d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque ajustables semestriellement, à partir d'une trajectoire pluriannuelle, selon le principe du corridor en fonction des installations effectivement mises en service, ainsi qu'à la modulation des tarifs d'achat en fonction de la puissance unitaire des sites et de leur ensoleillement, le tarif applicable étant déterminé au moment de la réception par le GRD du dossier de raccordement complet afin que l'équilibre financier du projet puisse être évalué à ce moment là et que les délais d'instruction ne soient pas supportés par le porteur de projet qui ne les maîtrise pas.

La FNCCR estime par ailleurs que le dispositif pour les installations au sol doit être différencié selon la puissance : si le principe des appels à projets peut être retenu pour les projets les plus importants afin de sélectionner les meilleurs et les moins coûteux, il ne doit pas être appliqué pour des projets de taille plus réduite, notamment quand ils s'inscrivent dans une logique de planification énergétique territoriale préconisée par les lois « grenelle » ou de réhabilitation de sites (anciennes centres de stockage de déchets ménagers par exemple). Dans tous les cas, l'obligation d'achat doit être strictement limitée aux projets de moins de 12 MW, en complétant si besoin la réglementation pour éviter que cette limite soit contournée par la segmentation des dossiers.

Pour les installations sur toiture, les appels d'offres ne se justifient pas, même au-delà d'une certaine puissance. Ils provoqueraient en effet de nombreux effets pervers : effets de seuil, risques de détournement par découpage des projets, augmentation des délais, prééminence donnée à quelques grands opérateurs, etc...

Le contrôle du volume doit être obtenu plutôt par la dégressivité des tarifs en fonction de la puissance, en se rapprochant, pour les toitures les plus importantes, des tarifs des petites installations au sol.

Une distinction pourrait par contre exister entre les bâtiments existants et les bâtiments neufs, ces derniers devant obligatoirement mettre en place des dispositifs intégrés au bâti.

La définition de l'intégré au bâti devrait quant à elle évoluer en admettant les systèmes parallèles à la toiture s'ils occupent toute la surface du pan de toiture et n'apportent donc pas de surépaisseur.

Le seuil de puissance de 3kWc devrait être relevé pour permettre la couverture complète du pan de toiture, ce qui permettrait d'améliorerait l'intégration esthétique, et la notion de résidentiel devrait être appliquée également aux bâtiments publics. Dans le cas où l'installation photovoltaïque assure également l'étanchéité, le surcoût correspondant devrait être compensé, non pas par un tarif d'achat plus élevé, mais par l'attribution de certificats d'économie d'énergie (CEE), de manière à ne pas faire supporter le financement de ce surcoût à la CSPE et aux seuls consommateurs d'électricité (cf. infra points 2 et 5) alors que la fonction d'étanchéité ne relève pas du domaine électrique. Cela permettrait également d'imposer qu'une isolation thermique suffisante, elle-même déjà éligible aux CEE, soit réalisée en même temps que la pose de l'installation photovoltaïque.

Le suivi du déroulement des procédures (enregistrement des demandes de PTF, délais de réponse, délais de raccordement et de mise en service) doit être amélioré et rendu plus transparent, surtout s'il sert de base à des ajustements tarifaires réguliers et fréquents. L'influence du gestionnaire de réseau sur ces délais, et donc sur la rentabilité des projets, est très forte et elle le sera encore plus si les tarifs d'achat évoluent plus fréquemment. Il est donc indispensable que cette activité soit contrôlée à la fois au niveau national par l'Etat, le CSE et la CRE pour ce qui concerne les procédures utilisées et, au niveau local, par les Autorités Organisatrices de la Distribution d'Electricité (AODE), dans le cadre du contrôle de la concession ou de la régie, pour ce qui est de leur mise en œuvre.

De manière plus générale, la FNCCR est favorable à la fixation de délais contractuels pour les différentes étapes de la procédure et à l'application de pénalités quand ils ne sont pas respectés.

- 2. Le financement du mécanisme de soutien doit, lui aussi, être équitablement réparti entre les différents contributeurs en tenant compte des bénéficiaires qu'ils en retirent ou qu'ils en retireront à court, moyen et long terme.**

Le surcoût que représente l'obligation d'achat du kWh photovoltaïque pour les fournisseurs historiques doit donc être évalué de manière plus fine qu'il ne l'est

actuellement, en tenant compte notamment du lieu et de la période de production photovoltaïque ainsi que du coût d'acquisition ou de production de l'électricité à laquelle elle va se substituer.

Le montant global de CSPE permettant de couvrir les différentes charges qu'elle compense doit également être plafonné à un niveau supportable par les consommateurs d'électricité.

Enfin, le bilan des recettes induites dans le budget de l'Etat par le développement des installations et de la filière photovoltaïque devrait également être établi de manière transparente, afin notamment de le comparer aux dépenses engagées pour cela sur le même budget.

La FNCCR est donc favorable à une remise à plat du calcul de la compensation à apporter par la CSPE pour la production photovoltaïque et prête à participer à un groupe de travail ad hoc sur ce sujet. Elle est également favorable à l'étude d'une régulation des installations photovoltaïques en volume de CSPE plutôt qu'en MW permettant d'ajuster, le cas échéant, les objectifs de la PPI, même si ceux-ci restent exprimés en MW.

Le calibrage quantitatif du volume d'activité nécessaire au développement en France des différentes composantes de la filière photovoltaïque, et des financements à mobiliser pour cela, dépend de la responsabilité de l'Etat et la FNCCR ne souhaite pas prendre position sur ce point. Elle rappelle néanmoins que si des aides peuvent légitimement être mises en place pour soutenir certaines activités économiques, elles ne doivent pas être supportées seulement par les consommateurs d'électricité. La FNCCR rappelle également que cet arbitrage doit être effectué en intégrant la comparaison avec les différentes filières de production d'EnR et avec les actions de MDE.

De manière plus globale, et dans la mesure où la parité entre les prix de marché et les tarifs de l'obligation d'achat semble devoir être atteinte à une échéance relativement proche (et en tous les cas inférieure à la durée de l'obligation d'achat), la FNCCR propose que les contrats d'achat comportent également une obligation de vente sur la même durée, permettant ainsi d'éviter que les producteurs financés par la CSPE pendant les premières années du contrat ne décident ensuite de vendre leur production sur le marché quand les prix seront devenus supérieurs au tarif d'achat dont ils bénéficient et qui est suffisant pour assurer la rentabilité de leur investissement.

Cela permettrait ainsi de générer à relativement court terme un besoin de CSPE négatif pour l'électricité produite dans les grandes fermes au sol, qui atténuerait dans un premier temps la compensation à apporter pour les installations bénéficiant d'un tarif d'achat plus élevé, et pourrait progressivement aboutir à un excédent global de CSPE photovoltaïque permettant de « rembourser » les aides consenties à la filière en finançant d'autres besoins, qui auront quant à eux tendance à augmenter dans le temps, comme la compensation des tarifs sociaux.

- 3. Les modalités selon lesquelles les dossiers stoppés par le moratoire seront traités sont essentielles pour le fonctionnement de la suite du dispositif. En effet, une sortie de moratoire très pénalisante pour les porteurs de projets déjà largement engagés financièrement pourrait faire perdre confiance aux maîtres d'ouvrage en leur laissant craindre de nouvelles modifications brutales, et entraîner ainsi l'arrêt du montage de nouveaux projets.**

Le moratoire avait notamment pour but de contrecarrer les actions spéculatives visant, pour les porteurs de projet, à disposer d'un contrat d'achat et d'attendre ensuite le plus longtemps possible pour bénéficier de la baisse du coût des équipements et du matériel.

Les projets de ce type doivent effectivement faire l'objet d'un nouveau dépôt dans le cadre du nouveau dispositif prévoyant l'application du tarif en vigueur au moment de l'acceptation de la PTF.

Les porteurs de projets ne doivent toutefois pas être pénalisés par les délais dépendant d'autres acteurs, notamment les gestionnaires de réseau, les organismes de contrôle ou les services instructeurs.

De même, un nouveau dépôt de dossier pour les projets ayant déjà fait l'objet de décisions administratives ou de commandes fermes nécessiterait une nouvelle instruction longue et coûteuse, aussi bien pour les services instructeurs que pour les porteurs de projets et entraînerait l'application de pénalités en cas de dépassement des délais ou d'annulation des commandes, alors que l'existence de ces commandes ou de ces marchés signés montre qu'ils ne se situent pas dans les démarches spéculatives à contrecarrer.

Il convient donc de maintenir en liste d'attente, sans nouveau dépôt de demande de raccordement, et d'accepter d'y faire entrer, les dossiers ayant déjà fait l'objet d'une instruction administrative ou bien de la passation d'une commande ou d'un marché pour une part significative de leur coût.

Un grand nombre de PTF n'ont pas été transmises par le GDR dans le délai de 3 mois et n'ont de ce fait pas pu être approuvées avant l'entrée en vigueur du moratoire. La promulgation de la loi « NOME » entraîne, en cas de nouveau dépôt de demande de raccordement, la suppression de la réfaction tarifaire qui se serait appliquée si le délai de réponse avait été respecté.

Il serait tout fait paradoxal que le GRD n'ayant pas respecté les délais d'instruction bénéficie, du fait de son retard, de recettes supplémentaires au détriment des porteurs de projets.

Ces situations constitueraient de surcroît d'importantes et coûteuses sources de contentieux si elles entraînaient pour les porteurs de projets la remise en cause de ceux-ci.

La FNCCR propose donc que les dossiers ayant déjà fait l'objet, au moment de l'entrée en vigueur du moratoire, d'une instruction administrative ayant abouti à une autorisation ou un avis formel de l'administration, ou bien de la passation d'une commande ou d'un marché pour une part significative de leur coût soient maintenus

en liste d'attente sans dépôt de nouveau dossier, ou y soit intégrée s'ils n'y figurent pas encore en raison des contraintes de procédure, et bénéficient des conditions tarifaires qui auraient été celles de l'arrêté du 31 août 2010, sous réserve de la mise en service de l'installation dans un délai raisonnable, celui-ci pouvant être modulé selon la taille des installations.

La FNCCR propose également que les maîtres d'ouvrage n'ayant pas reçu de PTF, au moment de l'entrée en vigueur du moratoire, alors qu'un délai de 3 mois était écoulé depuis que leur dossier avait été déclaré complet, soient maintenus en liste d'attente et disposent d'un délai de 2 mois pour accepter la PTF et bénéficier des conditions d'achat qui auraient été celles de l'arrêté du 31 août 2010, sous réserve de la mise en service de l'installation dans un délai raisonnable, celui-ci pouvant être modulé selon la taille des installations.

Le montant de la réfaction tarifaire qui ne s'appliquera pas du fait du retard d'instruction (alors qu'il avait pourtant été pris en compte dans le calcul du TURPE) pourrait être reversé par les GRD pour alimenter le compte de la CSPE et réduire le besoin de financement lié à l'application du tarif d'achat actuel.

- 4. Les spécificités des collectivités territoriales ou de leurs établissements publics doivent être prises en compte aussi bien dans le nouveau dispositif que dans les modalités de sortie du moratoire.**

En effet, les procédures à respecter dans ces cas (code des marchés publics avec délais de consultation incompressibles pour le choix des maîtres d'œuvre puis des entreprises de travaux, décisions successives prises par des assemblées délibérantes se réunissant selon des règles strictes, etc....) augmentent mécaniquement les délais de réalisation et entraînent des engagements qui ne peuvent être remis en cause et ne peuvent relever de la spéculation.

Par ailleurs, certaines dispositions prévues dans les procédures d'instruction actuelles ou proposées pour l'avenir ne peuvent être appliquées dans le cadre réglementaire des collectivités territoriales (versement d'un acompte ou d'une caution à l'acceptation de la PTF par exemple puisque les paiements des collectivités doivent être justifiés par un service déjà effectué).

En outre, de nombreux projets de toitures photovoltaïques bloqués par le moratoire concernent de futurs équipements publics dont la mise en service ne doit pas être retardée par de nouvelles procédures d'instruction, ou bien des équipements existants pour lesquels les travaux ne peuvent être réalisés que pendant la fermeture estivale (établissements d'enseignement et équipements sportifs par exemple).

Enfin, dans les projets de centrales au sol menés par les collectivités dans un objectif d'aménagement du territoire ou de réhabilitation de sites dégradés, les procédures de marchés publics et d'instruction des demandes de raccordement et de contrat d'achat imposent de mener une grande partie des études et des appels d'offres avant de

connaître le tarif d'achat qui sera appliqué, ce qui rend l'évaluation de l'équilibre financier de l'opération délicate à effectuer.

Pour autant, au moment où la mise en œuvre des lois « Grenelle » va les solliciter de manière très importante, notamment dans le cadre de leur déclinaison territoriale et de l'évolution de la réglementation thermique des bâtiments, les collectivités locales ne doivent pas être pénalisées quand elles décident de produire elles-mêmes de l'électricité photovoltaïque.

Leurs projets, qui se situent dans une approche globale et territoriale de l'énergie comme les PCET, et disposent d'une valeur d'exemplarité pour les autres acteurs, intègrent forcément des critères de qualité énergétique, environnementale et architecturale ainsi que les préoccupations des populations, tout en pouvant être réalisés avec une rentabilité financière plus modeste que ceux des investisseurs privés, justifient au contraire l'application de dispositions plus favorables.

La FNCCR demande donc que, en raison des procédures spécifiques qui leur sont applicables et qui excluent les démarches spéculatives, les projets portés par des maîtres d'ouvrage publics bénéficient d'un délai supplémentaire de réalisation de 6 mois par rapport aux dispositions du décret du 9 décembre 2010 ainsi que par rapport aux dispositions communes à venir.

Elle demande également que les projets sous maîtrise d'ouvrage des collectivités territoriales et de leurs établissements publics soient traités de manière prioritaire pour la sortie du moratoire, notamment quand ils ont donné lieu à la signature de marchés ou quand ils concernent des établissements recevant du public : pas de dépôt de nouvelle demande de raccordement et étude sans délais des demandes déjà effectuées, proposition de PTF dans un délai réduit quand elle n'a pas encore été fournie, délais plafonnés pour le contrôle Consuel et le raccordement, maintien des tarifs d'achat prévus par l'arrêté du 31 août 2010.

La FNCCR demande enfin que les modalités retenues pour le traitement des dossiers ne prévoient pas de clauses inapplicables aux collectivités territoriales et à leurs établissements publics. En particulier, les références aux acomptes ou cautions doivent être adaptées pour les collectivités territoriales qui, en dehors des marchés, ne peuvent verser d'argent qu'après exécution des prestations correspondantes. Elles pourraient, par exemple, être remplacées par la référence à des engagements ou des commandes qui, pour les collectivités, ne peuvent être que très difficilement dénoncés et au prix de coûteuses indemnisations.

- 5. Au-delà des principes et orientations définies ci-dessus, des améliorations plus ciblées du dispositif peuvent également être proposées.**

Les dossiers de demande de raccordement et de contrat d'achat doivent aujourd'hui donner les caractéristiques précises des matériels utilisés, ce qui n'est possible qu'après avoir choisi la marque et le modèle et occasionne donc un allongement des délais de

procédure et de réalisation, tout en mettant ensuite le fournisseur choisi dans une position dominante.

La FNCCR propose donc que les dossiers de demande de raccordement et de contrat d'achat soit établis avec des caractéristiques techniques génériques (puissance plus ou moins 5% par exemple) à préciser avant la mise en service (par exemple au moment du contrôle Consuel) en fonction du matériel réellement installé.

Pour les projets au sol, le dossier de demande de PTF doit comporter actuellement le permis de construire, et les études de raccordement ne sont le plus souvent engagées qu'après la purge des délais de recours contentieux, ce qui allonge inutilement les procédures et entraîne des dépenses importantes avant même l'entrée en liste d'attente.

La FNCCR propose donc que la demande de raccordement puisse être établie au stade du projet, et que l'étude correspondante soit effectuée immédiatement par le GRD, son financement étant alors assuré par le demandeur, même si le projet n'aboutit pas ou s'il doit être modifié et nécessiter une nouvelle étude.

La production décentralisée raccordée au réseau de distribution à proximité des sites de consommation constitue un moyen de réduire les pertes par échauffement sur ce réseau. L'installation d'une production photovoltaïque sur un bâtiment doit être réalisée de manière cohérente avec l'amélioration de son isolation si celle-ci est nécessaire.

La FNCCR propose donc que les installations photovoltaïques assurant l'étanchéité des bâtiments sur lesquels elles sont situées et de puissance inférieure à un seuil (par exemple 36 kWc ou 250 kWc) soient éligibles aux certificats d'économie d'énergie comme cela est le cas pour les installations solaires thermiques ou biomasse. Les recettes ainsi générées pour les maîtres d'ouvrage permettraient de réduire les tarifs d'achat et leur impact sur la CSPE.

Elle propose également que, pour les installations en toiture des bâtiments, le tarif d'achat soit réservé à celles disposant, après travaux, de caractéristiques minimales d'isolation (par exemple équivalentes à 20 cm de laine de roche).

Le raccourcissement des délais de raccordement est nécessaire et il doit être obtenu par une meilleure organisation du GRD ou de l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AODE), seuls habilités à assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux destinés à rejoindre le réseau de distribution constituant un patrimoine public.

La FNCCR est donc opposée à la proposition de confier la réalisation des raccordements à l'installateur photovoltaïque.

Un raccourcissement des délais de raccordement pourrait par contre être certainement obtenu si ceux-ci étaient réalisés par les AODE dans les cas où elles assurent également la maîtrise d'ouvrage des travaux de renforcement du réseau de distribution ou des branchements des nouveaux consommateurs.

La loi NOME a rappelé dans son article 11 cette possibilité qui allègerait la charge de travail d'ErDF et lui permettrait d'améliorer ses délais d'intervention sur les autres parties du territoire.



Dossier de presse

Mercredi 12 janvier 2011

Photovoltaïque : énergie renouvelable en danger de disparition

Sommaire

Communiqué de presse.....	2
Cadrage général sur les énergies renouvelables	4
Un enjeu essentiel : le réseau.....	6
Le photovoltaïque : l'ensemble de la filière	8
Les installations sur bâtiments	11
Les centrales au sol.....	13

Communiqué de presse

Photovoltaïque : énergie renouvelable en danger de disparition

Cet après-midi se tiendra la deuxième réunion de travail dans le cadre de la concertation sur le devenir de la filière photovoltaïque. FNE, favorable au développement de la filière, rappelle ses positions.

FNE réitère son soutien aux énergies renouvelables

Seule alternative possible pour limiter les émissions de GES et faire face à la pénurie et au renchérissement des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont incontournables pour tout développement soutenable de nos sociétés. Les caractéristiques de ces énergies : renouvelables, peu émettrices de CO2, décentralisées et présentant moins de risques technologiques et d'impacts que tout autre mode de production, les rendent plus qu'intéressantes.

Néanmoins, il convient de signaler que :

- Les énergies renouvelables doivent se montrer exemplaires d'un point de vue environnemental et, en particulier, en ce qui concerne la prise en compte de la biodiversité ;
- Le développement des énergies renouvelables doit absolument être accompagné d'un très fort renforcement de la maîtrise de la consommation et de l'efficacité énergétique.

Une électricité à consommer sur place

La production aléatoire d'électricité (éolien et photovoltaïque) sollicite directement les réseaux. Si l'impact est aujourd'hui encore très faible pour l'éolien en France et négligeable pour le photovoltaïque, les expériences étrangères montrent qu'il faut s'en préoccuper en amont.

Pour FNE, les **énergies renouvelables doivent être utilisées le plus localement possible**. La priorité doit être portée sur les installations de petites et moyennes puissances, près des lieux de consommation, voire pour le photovoltaïque sur les bâtiments qui l'utilisent en direct. Ceci a pour avantage de limiter le recours aux réseaux et de favoriser l'autonomie énergétique des territoires.

La priorité doit être donnée au photovoltaïque sur bâti

Les à-coups de la réglementation voyant les prix de rachat fluctuer au gré d'ajustements pour le photovoltaïque et qui ne s'est jamais vu pour l'énergie nucléaire, condamnent le bon développement de la filière. FNE demande une stabilisation des conditions de raccordement et de rachat pour une durée suffisante permettant aux investisseurs de disposer d'une visibilité suffisante pour développer leurs projets, planifier leur amortissement.. Concrètement, la sortie de crise doit stabiliser les conditions pour les quatre à cinq années à venir en prévoyant la décroissance régulière du prix de rachat.

3

La priorité au bâti par rapport aux centrales au sol

Pour FNE, les centrales au sol sont celles qui posent le plus de problèmes. Ces très grandes centrales, au-delà de 20 à 30 hectares, n'ont pas leur place dans des milieux de qualité, qu'ils soient agricoles, forestiers, naturels ou formant des écosystèmes intéressants avec des espèces protégées. Il existe en France de très nombreux lieux qui pourraient a priori accueillir de telles centrales (sous réserves des études d'impacts) : des sites dégradés, des sites proches d'usines SEVESO seuil haut, des lieux déjà imperméabilisés comme les toitures de parkings ou encore, des friches industrielles...

Les installations sur le bâti, qu'il s'agisse des bâtis individuels, collectifs ou les grands entrepôts, doivent avoir la priorité par rapport aux installations au sol. Elles combinent plusieurs avantages : pas d'utilisation des sols, utilisation directe de l'électricité produite, implication des particuliers qui sont plus attentifs à leur consommation d'électricité, possibilité par les « grandes toitures » d'avoir des surfaces assez importantes...

Pour Bruno Genty, président de FNE : *« il faut impérativement redresser la filière photovoltaïque, indispensable pour notre stratégie énergétique. Le retard s'accumule aussi sur le développement de l'éolien offshore. Dans le même temps, on voudrait creuser des milliers de puits de gaz de schistes, lancer de nouvelles centrales nucléaires ?! Il faut d'urgence sortir de ce schéma qui nous conduit dans l'impasse et construire dès à présent l'alternative à un modèle dépassé servant les intérêts d'un très petit nombre, contre l'intérêt collectif ».*

Cadrage général sur les énergies renouvelables

France Nature Environnement ne peut se positionner sur l'énergie photovoltaïque sans mettre en perspective les enjeux généraux liés au développement des énergies renouvelables.

4

Les caractéristiques potentielles de ces énergies - décentralisées, renouvelables, peu émettrices de CO₂, et présentant moins de risques technologiques et d'impacts que tout autre mode de production - les situent au cœur de tout développement soutenable, à condition :

- de surveiller attentivement l'ensemble du cycle de vie, (terres rares, éco-construction des dispositifs utilisés,...)
- d'être attentifs à concilier le développement des énergies renouvelables avec le respect de la biodiversité
- de choisir les bonnes options
- d'exploiter au maximum les avantages liés à ces caractéristiques, en particulier la proximité

Décentralisées : pour tirer tout le profit de cet aspect, il faut, à terre, sauf exception, éviter de trop concentrer ces énergies afin de les utiliser au plus près de la consommation. Cette idée peut aussi s'entendre au niveau d'un territoire qui cherche à se procurer, sinon une autonomie énergétique, au moins une sécurisation de son approvisionnement grâce à une production locale.

Renouvelables : ces énergies sont des flux et non des stocks : ce que nous utilisons ici ne retire rien ailleurs – en ce sens, ce sont des énergies de la paix – et rien aux générations futures. Naturellement, on ne peut utiliser ces énergies sans un équipement. Mais c'est là le lot de toutes les énergies. Il ne suffit pas d'extraire du pétrole ou de l'uranium, il faut aussi une centrale pour faire de l'électricité. L'intérêt des énergies renouvelables, une fois l'équipement réalisé, c'est qu'elles ne consomment plus rien (à l'exception de la biomasse), sauf un minimum d'entretien.

Peu émettrices de CO₂ : c'est évident pour le fonctionnement, où l'émission est quasiment nulle (à l'exception de la biomasse), et la discussion se reporte alors sur l'équipement. On remarquera que, dans les énergies classiques, on oublie souvent cet aspect, y compris dans le nucléaire où on évoque toujours le cycle du combustible et pas la centrale elle-même.

Peu de risques technologiques : comparés au charbon (et au nombre de morts dans les mines), au pétrole (et ses risques d'incendie), au gaz (et ses risques d'explosion), au nucléaire (déchets, prolifération, accidents), les risques liés aux énergies renouvelables sont très réduits à l'exception des grands barrages.

Réversibilité des installations : Enfin, on ne peut négliger la réversibilité, la facilité de démontage et, en général, de remise en état des sites, en particulier pour les éoliennes et le photovoltaïque.

Relativement peu d'impacts ou des impacts maîtrisables : comparé au pétrole (et ses risques de marée noire), au charbon et à l'uranium à ciel ouvert, aux schistes bitumineux, au gaz de schiste, les impacts restent limités (à l'exception des barrages et de l'huile de palme) à

condition de bien choisir les localisations (planification régionale et locale) et de bien concevoir et gérer les systèmes (énergies éco-renouvelables).

Si toutes ces caractéristiques sont communes, d'autres sont spécifiques et dessinent des avantages et des inconvénients complémentaires. Ainsi, certaines énergies renouvelables sont intermittentes et difficilement stockables (photovoltaïque, éolien) tandis que d'autres sont continues dans le temps et stockables (biomasse, géothermie, hydraulique). Certaines consomment peu d'espace, d'autres beaucoup, ce qui questionne sur l'usage des sols, leur éventuel changement d'affectation, incite à rechercher des multi-usages et à la vigilance vis-à-vis de la biodiversité. Enfin, le développement des énergies renouvelables ne peut se concevoir intelligemment qu'avec une vigoureuse politique de maîtrise des consommations d'énergie, d'efficacité énergétique et de réduction des usages non spécifiques de l'électricité, en particulier la chaleur basse température (chauffage) qui peut être considérée comme un gaspillage d'énergie

Reste un obstacle de taille. La France a déjà trop d'électricité qu'elle exporte à ses voisins. Malgré cela, deux nouveaux réacteurs EPR sont déjà sur les rails (en cours de construction ou décidé). Dans ces conditions, difficile de croire à une réelle volonté politique de développer les énergies renouvelables : l'instabilité organisée durant cette dernière année, réglementaire pour les éoliennes, financière pour les panneaux photovoltaïques, et finalement ce dernier décret de blocage complet, créent les conditions d'un ralentissement général.

Un enjeu essentiel : le réseau

La production aléatoire d'électricité (éolien et photovoltaïque) interpelle directement les réseaux. Si l'impact est aujourd'hui encore très faible pour l'éolien en France (1,5% de la production d'électricité) et négligeable pour le photovoltaïque, les expériences étrangères montrent qu'il faut s'en préoccuper en amont. Rappelons la constitution actuelle du réseau¹ très haute et haute tension :

« La France (DOM inclus) dispose aujourd'hui d'environ 36 700 km de files de pylônes et de 1000 km de câbles souterrains THT (150, 225 et 400 kV), mais aussi de 50 000 km de files de pylônes et de 2 500 km de câbles souterrains haute tension HT (93 et 60 kV), ainsi que 2 600 postes de transformation. Ces équipements appartiennent très majoritairement au gestionnaire du réseau de transport d'électricité français, RTE. Toutefois Réseau Ferré de France (RFF), Electricité de France (EDF) et certains distributeurs non nationalisés possèdent également des équipements THT et HT. »

Nous sommes à un tournant historique sur la conception des réseaux.

La conception ancienne des réseaux est liée à la construction de très grands sites de production (en France l'arrivée du nucléaire dans les années 80) et à la nécessité d'évacuer des quantités importantes d'électricité, d'où le réseau actuel hiérarchisé, partant en THT des sites de production et terminant par des réseaux de distribution jusqu'au plus petit consommateur. Cette couverture totale du territoire s'est encore étendue au niveau européen avec la volonté d'organiser la concurrence sur la production et, en conséquence, de créer un maximum de lignes THT pour faire circuler l'électricité d'un bout à l'autre de l'Europe, avec des contraintes d'un maximum de THT aux frontières².

L'arrivée des éoliennes et du photovoltaïque pose la question de l'évolution de ces réseaux qui peut se faire dans deux directions radicalement opposées :

- **Soit les énergies renouvelables sont rassemblées en parcs de plus en plus grands**, tous situés au même endroit, et le réseau continue de se développer comme par le passé en se renforçant systématiquement, en particulier dans la THT, pour évacuer les surplus d'un pays vers un autre pays. Inutile de se limiter à l'Europe, les projets du type « desertec » vont fleurir. Installons des panneaux photovoltaïques dans le désert saharien et transportons l'électricité chez nous... On perd ainsi l'avantage essentiel de ces énergies, leur localisation en proximité.

1 Rapport sur la maîtrise de l'urbanisme autour des lignes de transports d'électricité (Follenfant et Leteurtois – rapport CGEDD et CGIET)

2 La ligne France-Espagne est un exemple caricatural de cette volonté. Les populations françaises (on n'a pas demandé leur avis aux espagnols) ayant refusé la THT, l'Europe a finalement proposé de la faire en partie en souterrain, d'où un coût exorbitant, pour un projet inutile pour la sécurisation des réseaux, mais seulement destiné à faire du commerce (comme l'avait rappelé le ministre espagnol lors du débat public). Cette ligne est une ligne THT **idéologique**, au sens de la foi dans le marché et dans la concurrence, alors que ce reproche est souvent fait aux écologistes.

- **Soit, on décide que ces énergies vont être utilisées le plus localement possible.** On favorise alors en priorité les installations de petites et moyennes puissances, près des lieux de consommation, voire pour le photovoltaïque sur les bâtiments qui l'utilisent en direct. Ces productions vont de l'échelle du particulier, à l'usine et à la ville, de la dizaine de kW à quelques dizaines de MW pour le photovoltaïque, un peu plus pour l'éolien, l'exception étant l'éolien en mer qui restera de grande taille pour rentabiliser la distance. L'intérêt de cette évolution est la diminution des besoins des réseaux, en particulier THT, puisque chaque territoire va produire une part grandissante de ses besoins.

C'est évidemment cette orientation qu'il faut mettre à l'étude et qui a le soutien de FNE. Dans les années à venir, elle pourra nécessiter des lieux décentralisés de stockage d'électricité de faible puissance pour passer certaines pointes. Ce système va nécessiter à coup sûr des réseaux intelligents, mais aussi et surtout **des consommateurs bien informés capables de devenir des « consom'acteurs » et d'agir sur leur consommation.**

Une telle évolution, si elle est bien conçue, peut accroître **la robustesse des réseaux**, grâce au couplage entre production décentralisée croissante utilisée localement et réseaux existants de haute et très haute tension qui deviendraient plus largement suffisants, moins sollicités à leur limite.

Ce dernier schéma n'a de sens que couplé avec une rigoureuse politique d'économie d'énergie, de sobriété, qui va faire décroître les besoins en électricité, en particulier pour le chauffage. Signalons que la production photovoltaïque présente par rapport aux besoins **un avantage** (production en journée quand la demande est plus forte) et **un inconvénient** (production maximum en été alors que la demande est maximum en hiver). Cet inconvénient est à relativiser pour l'avenir car de nouvelles pointes de consommations électriques apparaissent l'été avec le développement de la climatisation, phénomène que le réchauffement climatique risque d'accroître (même si beaucoup d'usages de la climatisation pourraient être réduits). Enfin, **pour toutes les installations sur bâtiments, l'utilisation sur place de l'électricité produite diminue l'utilisation de tous les réseaux de distribution, y compris basse tension.**

Le photovoltaïque : l'ensemble de la filière

Si la France, qui a pris du retard par rapport aux autres pays européens, veut vraiment développer l'énergie photovoltaïque en France et créer une filière industrielle, il faut une volonté politique constante et dans la durée, qui donne un signal fort et crédible aux acteurs.

De plus, le discours suivant est souvent entendu :

« En France, l'électricité n'est pas chère, donc nous devons surtout investir pour l'international, dans les pays où l'énergie étant chère, la parité avec le réseau viendra plus vite ».

Ce discours condamne la filière. Jamais une filière émergente mal soutenue dans son propre pays n'a réussi à s'imposer vraiment à l'export. De ce point de vue, le coup d'arrêt qui vient d'être porté à la filière ne va pas dans le bon sens.

Les demandes de France Nature Environnement

- **Une stabilisation des conditions de raccordements et de rachat pour une durée suffisante.**
 - Concrètement, la sortie de crise doit stabiliser les conditions pour les 4 à 5 années à venir en prévoyant la décroissance régulière du prix de rachat.
 - Cette décroissance peut être calée soit sur la puissance installée, soit sur la puissance incluse dans la file d'attente à un niveau déjà suffisamment fiable, par exemple, après la signature de la convention de raccordement.
 - Limiter la production paraît en soit une mauvaise solution. Une baisse des prix bien programmée et surtout une vraie stabilité de la politique devraient limiter les aspects d'emballement. Les courbes de demandes de raccordement montrent des pics de demandes quand « des bruits courent » sur une évolution possible de la réglementation sans que cette évolution ait été connue à l'avance.
 - Ne pas retourner en appel d'offre dans aucune des filières, même les grandes centrales au sol. En effet, l'appel d'offre induit des effets pervers graves qui ont été particulièrement mis en évidence dans la filière éolienne avant la mise en place d'un prix de rachat :
 - Si un investisseur a trouvé un site intéressant, il doit le garder secret le plus longtemps possible pour éviter qu'un concurrent puisse aussi l'utiliser. Les populations ne sont donc pas du tout consultées en amont.
 - De plus, quels que soient les discours rassurants, le projet retenu par appel d'offre est toujours choisi au prix le plus bas, l'environnement en fait le plus souvent les frais.

Une clarification et une transparence de la file d'attente. La France est dans une situation insolite. EDF doit racheter l'électricité produite par les installations photovoltaïques de tous les producteurs, y compris les siennes. ERDF et RTE, les deux gestionnaires du réseau et qui donnent les conditions de raccordements aux réseaux sont des filiales à 100% de EDF. Le résultat étant la création d'une seconde liste d'attente, celle de RTE, qui est quasiment monopolisée par EDF. Le système est trop contrôlé par un seul producteur, même si c'est l'opérateur historique.

- Création d'une commission indépendante pour la gestion de la file d'attente
 - Mise en place d'une possibilité de recours pour régler les différents liés à la file d'attente et à l'obligation d'achat.
 - Enercoop, seul distributeur d'énergie 100% renouvelables, demande depuis longtemps à pouvoir entrer dans le dispositif du service public de l'électricité, ce qui nécessite un amendement à l'article 10 de la loi du 10 février 2000 qui réserve cette possibilité à EDF et aux distributeurs non nationalisés. Un amendement en ce sens a déjà été proposé, parfois voté à l'une ou l'autre assemblée. FNE soutient fortement cette demande.
- **Les enjeux environnementaux.** Ceux qui intéressent l'ensemble de la filière sont liés aux panneaux eux-mêmes autour de 4 questions : le temps de retour énergétique qui inclût l'économie de CO2, les ressources, la dangerosité des éléments utilisés et la fin de vie des panneaux.
- Les temps de retour énergétiques, donnés entre 1 et 4 ans, évoluent vite. Si cet élément est essentiel, il ne doit pas se faire au détriment de la durabilité des panneaux qui reste indispensable pour crédibiliser la filière
 - Certaines ressources se révèlent déjà d'accès difficile (terres rares). L'important est de savoir si elles sont largement disponibles, mais à des coûts plus élevés (aspect économique) ou si elles sont réellement rares et donc doivent être utilisées avec vigilance (aspect environnemental). Cet élément est vital pour le choix des filières.
 - Le cadmium est un produit dangereux qui a été progressivement interdit dans divers usages en Europe. La filière tellure de cadmium est à éviter puisque les panneaux, destinés à rester 20 à 30 ans exposés aux intempéries, pourraient à la longue se dégrader.
 - Créer dès maintenant une filière de recyclage, voire plusieurs filières selon les types de panneaux.
 - Enfin, de façon plus générale, puisque cette filière est considérée comme rentable par les acteurs de la filière, il est indispensable d'accroître les exigences en matière d'environnement afin de décourager la spéculation (par exemple, dépôt de garantie pour le recyclage des panneaux en fin de vie, amélioration de la prise en compte de la biodiversité, ...).
 - De façon générale, FNE attend des acteurs de la filière photovoltaïque une prise en compte exemplaire de tous les impacts environnementaux, en particulier le respect de la biodiversité, pour les réduire, en commençant par le minimum, à savoir le strict respect de l'ensemble des lois qui préservent l'environnement (espaces et espèces protégées notamment). C'est d'autant plus essentiel que la filière se veut une contribution au développement durable.

- **Les enjeux sociaux économiques.** L'objectif de créer une filière en France est d'autant plus légitime que l'Etat investit maintenant dans la filière. Mais il faut rappeler les chiffres (prévisionnels) de 2010 : le soutien à la filière photovoltaïque à travers la CSPE³ s'est monté à 120 millions d'euros (hors zone non-interconnectées). Ce financement a permis le décollage de la filière côté aval, pas encore côté amont et c'est normal ; il faut plus de temps et surtout de la stabilité pour les investissements lourds.
 - Les usines de fabrication des panneaux deviennent de plus en plus automatisées avec deux conséquences : l'impact du coût de la main d'œuvre diminue (important pour l'aspect concurrence internationale), mais aussi le nombre d'emplois (à terme, ils seront sûrement plus importants dans la filière aval)
 - Côté création d'emplois, très rapide dans le secteur, une urgence extrême apparaît : la formation des personnels, en particulier dans le secteur bâtiment où deux types de compétences complémentaires sont nécessaires : électricité et couverture. Il faudrait en profiter pour faire une sensibilisation aux enjeux de la biodiversité et aux risques sanitaires.
 - L'énergie photovoltaïque est un secteur en pleine évolution où la recherche est vitale. On attend encore des ruptures technologiques (en particulier sur le silicium amorphe). Le soutien aux recherches dans ses domaines doit être plus massif, d'autant qu'il y a du retard à rattraper. L'investissement français est encore loin de celui de l'Allemagne.
 - Par rapport à d'autres pays, la France a soutenu une politique d'intégration des panneaux au bâti. Pour que cette filière se développe plus facilement, il serait urgent de développer des dispositifs spécifiques pour faciliter cette intégration et ce créneau pourrait aussi être un axe de développement d'une filière originale.

Enfin, FNE est parfaitement consciente que de nombreuses entreprises se sont créées trop vite, avec des compétences exclusivement commerciales, sans capacité de conseils sérieux aux futurs clients, cherchant ensuite, après avoir arraché le marché, des artisans à qui sous-traiter la réalisation. La profession doit réellement être assainie. Il y va de l'intérêt de tous, y compris des vrais professionnels. Enfin, il est clair aussi qu'il y a eu aussi des installations sur des « pseudo-bâtiments » réalisés dans le seul objectif d'installer des panneaux photovoltaïques réputés intégrés.

Tout ceci ne doit pas conduire « à jeter le bébé avec l'eau du bain ».

³ Cspe : contribution au service public de l'électricité

Les installations sur bâtiments

Pour FNE, ces installations doivent avoir la priorité par rapport aux installations au sol. Elles combinent plusieurs avantages : pas d'utilisation des sols, utilisation directe de l'électricité produite, implication des particuliers qui sont plus attentifs à l'ensemble de leur consommation d'électricité, possibilité par les « grandes toitures » d'avoir des surfaces assez importantes. Le fait de choisir entre des éléments intégrés dans la toiture ou posés sur la toiture dépend de la situation. Pour des bâtiments neufs, il faut s'orienter vers l'intégration complète. En revanche, c'est sûrement plus difficile pour des bâtiments anciens, sauf si l'intégralité de la toiture est à refaire. Dans ces conditions, les éléments rapportés sur la toiture peuvent se révéler la meilleure solution technique.

11

Les petites installations chez les particuliers

Ces installations n'appellent pas de commentaires sur le plan purement environnemental hormis l'éventuelle présence sur le bâti d'espèces protégées qu'il faudra alors prendre en compte, mais elles en appellent sur d'autres plans.

- La limite de 3kW pourrait être portée à une valeur un peu plus élevée (vers 5 ou 6 kW) car des particuliers peuvent avoir des surfaces disponibles un peu plus importantes, l'impact financier restant faible au vu des courbes de ERDF sur les puissances raccordées.

- Les problèmes de fiabilité et la qualité des installations sont cruciaux pour les particuliers qui n'ont pas beaucoup de moyens de vérifier les dires des vendeurs. Il y a encore trop de défauts dans les installations. La prise en compte des ombres portées est souvent oubliée alors qu'elles peuvent diminuer beaucoup la production. La formation des installateurs doit être accélérée.

- Du point de vue du consommateur, beaucoup de questions sont en suspens auxquelles il faudra pouvoir répondre rapidement : combien de temps durent les panneaux ? Que se passe-t-il ensuite ? Surtout s'ils constituent aussi la toiture et l'étanchéité ? Qu'en est-il de la garantie décennale ? Comment sont recyclés les panneaux ? Par qui ?

- Du point de vue de la politique énergétique française, il y a parfois une aberration à mettre des panneaux photovoltaïques sur des bâtiments « passoires » parfaitement mal isolés et, pire, parfois chauffés à l'électricité. Dans ces conditions, installer des panneaux est une absurdité. **FNE propose que le diagnostic thermique du bâtiment soit obligatoire** (pas très cher par rapport à l'installation) et qu'aucune installation ne soit subventionnée sur des bâtiments mal isolés. Si l'installation est faite pour gagner de l'argent, alors le particulier peut en profiter pour investir par avance une part de son bénéfice dans l'isolation. Ceci contribuera à donner un coup de pouce aux objectifs du Grenelle (38% d'économie d'énergie dans le bâti existant à l'horizon 2020).

- Toujours du point de vue de la politique énergétique française, une installation photovoltaïque de 30m² va produire de quoi couvrir environ 30 à 40% de ce que consomme annuellement un chauffe-eau électrique. Avec un chauffe-eau solaire de 4 à 6 m², c'est plus de 50% des besoins qui seront couverts, pour un coût d'installation trois fois moins cher. Il y a là une ineptie absolue dans le soutien à l'énergie solaire. **Toute installation d'une toiture photovoltaïque intégrée devrait comporter un chauffe-eau solaire.**

Les bâtiments d'habitat collectif

Très peu développé à ce jour, voire pas du tout, il pourrait y avoir là une piste intéressante. Que ce soit pour des immeubles privés (ou il faudrait un débat en Assemblée Générale) ou dans l'habitat social, la mise en place de panneaux pourrait engendrer une légère diminution à terme des charges. Quelques expérimentations devraient être tentées.

Les grandes installations sur bâtiments et entrepôts tertiaires

12

Ces installations posent peu de problèmes. Elles ont l'avantage de pouvoir couvrir des surfaces importantes, sans consommer d'espace. Les clients sont capables de négocier leur contrat. Elles se situent généralement en zone urbaine, mais plutôt industrielle ou d'activités économiques (exemple marché gare de Perpignan, grands centres commerciaux, ...).

Au plan environnemental, ces installations doivent éviter les impacts sur les espèces protégées inféodées au cadre bâti (chauve-souris, hirondelle, chouette effraie,...), par exemple éviter les travaux durant les périodes de nidification.

Il reste une question essentielle pour éviter tout détournement et toute accusation de la filière. Il s'agit bien d'utiliser des toits pour y mettre des panneaux photovoltaïques et non pas de construire un bâtiment sommaire seulement pour y mettre des panneaux photovoltaïques.

Les centrales au sol

Pour FNE, ces projets sont ceux qui posent, et de loin, le plus de problèmes. Pour autant, FNE n'y est pas totalement opposée. Rappelons d'abord l'engagement 55 du Grenelle :

« **Développement de chacune des filières renouvelables en tenant compte des exigences environnementales** : revue générale des différentes filières (dispositif de soutien, bilan écologique...) et proposition d'un plan de promotion des filières renouvelables d'excellence écologique :

- biomasse (avec la hiérarchisation suivante des usages : alimentaire, matériaux, énergie, et dans ce dernier cas aide à l'installation de chaufferies collectives par priorité, et un plan de mobilisation des ressources en bois combustible)
- géothermie
- éolien
- photovoltaïque (« plan national bâtiment soleil » centré sur l'intégration de l'énergie solaire au bâtiment, et traitant les obstacles notamment réglementaires à l'intégration du solaire dans les bâtiments)
- hydraulique »

FNE y reste fidèle, donc photovoltaïque en priorité sur bâtiment.

De manière générale, pour les centrales au sol, FNE demande :

- la constitution de garanties financières par l'exploitant afin de prévoir le démantèlement de l'installation et le recyclage des panneaux. C'est d'autant plus facile aujourd'hui que la rentabilité est élevée et que ce sont les usagers de l'électricité qui la payent.
- un strict respect des procédures d'étude d'impacts sur une année pleine (avec études des solutions alternatives, détermination ambitieuse de mesures d'évitement, de réduction des impacts et, en dernier recours de mesures compensatoires, etc.) et le respect des procédures en cas de demande de dérogation au statut d'espèces protégées.
- Un diagnostic initial précis notamment sur l'efficacité énergétique (bilan carbone) et la prise en compte des enjeux de la biodiversité qui permette d'évaluer la pertinence du projet.

Les plus grandes centrales photovoltaïques

Si la centrale de Narbonne avec sa puissance de 7MW sur un terrain de 23ha a été quelque temps la plus grande centrale solaire de France, la course au gigantisme est maintenant lancée. On entend évoquée plusieurs centaines d'hectares en un ou plusieurs morceaux. Il est utile de savoir qu'il faut environ 2 à 3 hectares pour installer un hectare de panneaux, soit un MW de puissance.

Pour FNE, ces très grandes centrales, au-delà de 20 à 30 ha n'ont pas leur place dans des milieux de qualité, qu'ils soient agricoles, forestiers, naturels ou formant des écosystèmes intéressants avec des espèces protégées. Il existe en France de très nombreux lieux qui pourraient a priori accueillir de telles centrales (sous réserves des études d'impacts) :

- des sites dégradés et pas encore réhabilités et trop cher à nettoyer, comme les anciennes mines d'uranium ;
- des sites proches d'usines SEVESO seuil haut sur lesquels toute urbanisation est interdite et devrait le rester et qui permettrait ainsi de valoriser ces espaces ;
- des lieux déjà imperméabilisés comme les toitures de parkings ;
- des friches industrielles.

Dans le cas des sites pollués, la recherche de techniques pouvant assurer une dépollution progressive par les plantes autour des panneaux peut donner lieu à des expérimentations intéressantes.

Les petites et moyennes centrales photovoltaïques au sol

- En milieu forestier, faire impérativement le bilan carbone dû au changement d'affectation des sols afin que le projet ne soit pas incohérent d'un point de vue climatique. Les espaces maximum pour préserver la forêt autour d'une ferme au sol se situent pour FNE autour d'une dizaine d'hectares maximum (c'est cette valeur qui a été retenue pour les coupes à blanc dans les forêts certifiées PEFC).
- En milieu agricole, l'utilisation plurielle de l'espace devrait être la règle avec deux possibilités :
 - soit une centrale solaire sur une partie de l'exploitation permettant d'aider l'exploitant à poursuivre son activité sur le reste,
 - soit une centrale solaire qu'on pourrait qualifier d'extensive (par exemple, un hectare de panneaux sur 10 hectares de terrain) avec des cultures insérées entre les panneaux.
- En milieu naturel, éviter les sites disposant de protection réglementaire (réserve naturelle, parc national, Natura 2000, etc.) ainsi que les zones inventoriées au titre du patrimoine naturel telles les ZNIEFF et les ZICO.

En tout état de cause, c'est la qualité du diagnostic initial et de l'étude d'impact qui va permettre d'évaluer la pertinence du projet. Elle est donc essentielle.

Contribution Gimélec à la commission de consultation sur la tarification du « Photovoltaïque » en France

Contact : Alain Le Calvé
Tél : +33 (0)1 45 05 70 77
E-mail : alecalve@gimelec.fr

Le 7 janvier 2011

Une ambition nationale

Les entreprises du Gimélec soutiennent activement les efforts engagés par les pouvoirs publics français en vue de mettre en œuvre des mesures concrètes et opérationnelles limitant le changement climatique.*

Elles se sont résolument engagées dans la voie de l'efficacité énergétique qui est devenue pour la filière électrique une orientation stratégique.

Parmi le train de mesures opérationnelles visant à faire de l'efficacité énergétique un élément structurel des politiques publiques nationales, la diffusion en masse à un prix compétitif des énergies renouvelables doit être conduite de front avec les autres actions emblématiques que sont le recours aux véhicules électriques, la gestion rationnelle et intelligente des énergies finales et la meilleure connaissance des consommations.

Les engagements ambitieux de la France soutenus par le Grenelle de l'Environnement doivent se concrétiser par la mise en place d'actions combinées autour des nouvelles utilisations finales de l'énergie. Celle-ci permettront l'émergence d'une société « bas carbone » amorçant un changement durable des comportements, une mutation sociétale ancrée dans la durée et non dans l'immédiateté.

Il convient de rappeler que la consommation d'électricité dans le monde sera multipliée par 2 d'ici 2030, par 3 d'ici 2050. Ce scénario suggère de repenser dès à présent le « mix énergétique », car au-delà des légitimes considérations environnementales et de la problématique CO₂, les ressources en énergies fossiles deviendront plus rares et plus chères.

Ainsi, à l'horizon 2050 au plan mondial, les ENR devraient représenter entre 35 et 45% du total de l'énergie électrique produite, contre environ 20% au nucléaire, le complément restant fossile.

Propositions pour le développement d'une filière industrielle nationale durable, créatrice d'emploi et exportatrice :

- Fixer un objectif industriel raisonnable
- Instaurer la transparence de la file d'attente
- Fixer une évolution prévisible du tarif d'achat vers la parité réseau
- Mettre en place un organisme paritaire de gouvernance
- Simplifier les procédures administratives
- Favoriser l'autoconsommation pour alléger la CSPE et augmenter la puissance raccordée
- Développer un socle normatif structurant
- Instaurer une filière fin de vie des installations photovoltaïques

* Le Gimélec rassemble **230 entreprises** qui fournissent des solutions électriques et d'automatismes sur les marchés de l'énergie, du bâtiment et des infrastructures. Elles génèrent à partir de la France un chiffre d'affaires global de **11,4 milliards** d'euros, dont **61%** à l'export et emploient **71 000 personnes** sur le territoire national. Leur chiffre d'affaires mondial consolidé s'élève à **41,2 milliards** d'euros. Du module photovoltaïque jusqu'à la restitution sur le réseau électrique, ces entreprises conçoivent les équipements des installations photovoltaïques.

Développer une industrie compétitive, ancrée sur un socle normatif structurant

Le solaire représente donc un gigantesque potentiel de développement. **C'est dans cet esprit que les entreprises de la filière électrique adhérentes du Gimélec se sont résolument engagées dans la durée, dans un marché mondial à forte concurrence.**

La France ne doit pas rester à quai dans l'attente d'un avantage procuré par ses équipes de recherche sur les technologies de panneaux photovoltaïques sur lesquels l'attention est constamment focalisée alors qu'ils représentent sur 20 ans moins de 25% du coût d'installation et d'exploitation par kWh (chiffre SER).

Les travaux de normalisation conduits par les experts du Gimélec ont un objectif premier d'exigence en matière de qualité et de sûreté (pour une installation électrique particulière à courant continu). Cet investissement des acteurs amonts de la filière, malheureusement trop souvent passé sous silence, donnera un réel avantage au savoir-faire français en y ajoutant les nouvelles technologies d'intégration au bâtiment.

Ce modèle français ne pourra être réellement exporté que s'il connaît le succès sur son propre territoire.

La compétitivité française est liée à la stabilisation progressive du référentiel normatif et au sérieux ainsi démontré en mettant en avant la norme française (UTE 15-712). Cette norme intègre les aspects de fiabilisation de l'installation (protection contre les courants inverses, protection contre la dégradation de l'isolement, disposition de coupure pour intervention, protection incendie...). Elle vise à rendre les installations photovoltaïques plus fonctionnelles, avec un taux de production performant, ceci passant nécessairement par une fiabilité durable des installations et des acteurs.

Ce référentiel français ne peut devenir crédible à l'exportation que dans la mesure où il peut s'appuyer sur un marché national effectif. Ce dernier correspond déjà à une réalité au plan économique.

Un environnement stable, un horizon clair, une ambition affichée

L'instauration de conditions favorables au développement du marché conditionne ce succès. Il convient de les maintenir en assainissant et en maîtrisant les modalités d'attribution des mesures de soutien.

A la confiance qu'accorde manifestement le public à ce moyen de production d'énergie verte, il convient aujourd'hui de coupler celle des industriels fortement ébranlés en 2010 par des interventions ou des effets d'annonce qui ont pu malheureusement se traduire par des modifications de dispositions réglementaires aussi répétées qu'inattendues.

Ce manque de transparence et de visibilité suscite la prudence, voire la méfiance, ou pire, la suspicion.

L'ensemble des acteurs de la filière, dont les constructeurs de la partie amont de la chaîne, appelle aujourd'hui à améliorer cette transparence et cette visibilité. Cet objectif doit constituer le fil conducteur des travaux qui vont être conduits au cours des prochaines semaines.

Il s'agit de donner un avenir industriel au photovoltaïque français, avec un marché national suffisamment significatif pour justifier des investissements dans des outils de production sur le territoire.

Cette industrie s'organise autour de deux grandes filières complémentaires :

- celle du bâtiment intelligent et performant, où l'intégration au bâti du photovoltaïque génère une énergie diffuse et décentralisée ;
- celle de la production d'une énergie compétitive dans le mix énergétique, notamment avec les centrales au sol dans un cadre maîtrisé et l'équipement de grands toits.

Outre un objectif quantitatif plus ambitieux à la hauteur des enjeux de la compétition mondiale, cette industrie a besoin de visibilité et de stabilité dans les dispositifs de soutien au marché.

Propositions pour un projet industriel « solaire »

Concrétiser un projet industriel « solaire » pour la France, dans la concertation avec ambition et constance, tel est l'objectif à atteindre, mais pas à n'importe quel coût.

Cette position est celle du bon sens, il s'agit de créer et d'entretenir une filière économiquement viable pour la collectivité.

Cette vision nécessite de s'appuyer sur un socle, un état des lieux transparent et crédible, vers un objectif raisonnable à l'horizon 2020. Cette prospective permettra d'établir un plan de développement maîtrisé (coûts/volume) par un contrôle périodique de son évolution.

- L'état des lieux

Sujet de polémiques de tous ordres en raison du manque de transparence laissant supposer des écarts en matière de respect des règles de la concurrence, **il convient de redonner de la visibilité en affinant le calcul du coût réel du photovoltaïque (dépenses et bénéfices), en consolidant la connaissance de la répartition des coûts d'installation par segments de la filière, en élargissant l'examen des incidences en matière d'emploi qui ne concernent pas que le seul volet « panneau photovoltaïque », en instaurant un audit sur la réalité de la « file d'attente », ou encore en rendant lisible la répartition par puissance des projets.**

Des actions de correction inspirées du premier retour d'expérience doivent être appliquées sans délais :

- **La mise en place d'une transparence sur la répartition des aides directes et indirectes consenties par l'Etat en matière de politiques énergétiques.**
- **L'amélioration de la connaissance et des modalités de suivi de la « file d'attente » (conditions d'entrée et de sortie) après annulation des projets à l'évidence en attente volontaire (tarifs antérieurs à janvier 2010).**
- **La maîtrise du risque de spéculation et d'effet d'aubaine par le durcissement des conditions d'intégration dans la file d'attente (attestation d'acompte obligatoire).**
- **La lisibilité sur l'évolution de la tarification.**
- **La simplification des procédures administratives.**

- Un objectif industriel raisonnable

S'appuyant sur l'état des lieux et sur les dispositions prises pour améliorer le suivi du développement de la filière, il s'agit de viser un objectif qui permette le respect des trois exigences suivantes :

- 1. Respecter les engagements nationaux et européens en matière environnementale.**
- 2. Permettre le développement d'une politique industrielle associée, créatrice d'emplois.**
- 3. Réaliser la parité tarifaire au plus tôt.**

Ce triple défi ne peut se satisfaire du simple éclairage financier sur des éléments d'appréciation orientés, voire erronés.

La stratégie à adopter doit tenir compte de ces trois exigences pour être cohérente avec le discours politique en matière de développement durable.

L'objectif arrêté en 2007 lors du Grenelle de l'Environnement pour le photovoltaïque en France, à savoir 5,4 GW installés d'ici 2020, n'est pas compatible avec le développement d'une filière industrielle. La dynamique internationale sur le sujet, avec par exemple la réalité allemande (objectif 2020 de 52 GW, dont 8 GW installés pour la seule année 2010), ou encore le parcours de la courbe d'apprentissage du secteur de la construction pour atteindre le niveau Bâtiment à Energie Positive (BEPos) d'ici 2020, montrent à l'évidence que ces 5,4GW sont nettement insuffisants.

Il y a lieu de revoir cet objectif à la hausse pour satisfaire les deux premières exigences tout en faisant preuve d'imagination et de rigueur pour que la dernière soit respectée au plus tôt, conduisant ainsi à un marché non soutenu.

- **Un plan de développement maîtrisé de la filière**

Beaucoup d'acteurs se sont déjà exprimés en réunion de concertation et des propositions détaillées visant à améliorer le développement de la filière photovoltaïque sont déjà disponibles. D'autres vont très probablement suivre.

Les entreprises du Gimélec sont parties prenantes dans ce dispositif. Il s'agit pour les acteurs de ce secteur de s'engager dans une politique de développement cohérente à travers une stratégie industrielle viable qui s'appuie sur la réalité du marché actuel, sur les possibilités de soutien nécessaires pendant une période définie et sur la prospective d'affaires commerciales avec la part de risque que la profession est prête à assumer.

Cette perspective nécessite d'adopter en particulier les dispositions suivantes :

- ***La mise en place d'un organisme paritaire de gouvernance***

Pour éclairer les décisions politiques, il est nécessaire de mettre en place un organisme paritaire de gouvernance, qui réunirait toutes les parties prenantes (acteurs du marché, exécutif, législatif, administration, consommateurs) dans un format « Grenelle » appliqué au photovoltaïque sur une période de 10 ans». Cette instance serait dotée d'un observatoire, se réunirait de façon régulière, avec pour principales missions l'observation du marché photovoltaïque et la proposition d'ajustements nécessaires pour en maîtriser l'évolution en s'appuyant sur la normalisation, la certification, voire la réglementation. Une évolution des missions du Conseil Supérieur de l'Energie pourrait permettre une rapide mise en place de cet organisme paritaire. Le Gimélec devrait en être membre de droit.

- ***L'encadrement du tarif d'achat***

La baisse des tarifs d'achat de l'électricité d'origine solaire est à la fois naturelle, souhaitable et en fait inéluctable. Il convient de souligner cependant qu'une baisse trop abrupte de ces tarifs remettrait en cause le modèle économique de toute la filière solaire française.

La concertation devra fixer les modalités claires et prévisibles de révision dynamique et progressive des tarifs d'achat à partir d'une indexation pertinente sur les coûts de revient de l'installation comprenant les produits photovoltaïques, l'intégration des panneaux et la main d'œuvre.

Il convient d'établir un mécanisme intégrant un calendrier sur 10 ans, des volumes par segment de marché et le bilan des coûts supportés. Outre le pilotage fin du développement de la filière, cette disposition doit permettre une baisse progressive des prix tout en préservant un marché en croissance.

La diminution des coûts supportés par la collectivité passe par la simplification administrative. Le mécanisme des tarifs d'achat devra intégrer de l'intelligence, avec la régionalisation de tous les tarifs afin de permettre une optimisation du soutien avec meilleure répartition du marché dans l'hexagone.

L'introduction d'un dispositif encourageant l'autoconsommation, en phase avec la nouvelle réglementation énergétique des bâtiments neufs et rénovés, est incontournable.

Elle permettrait de financer l'augmentation de la puissance nécessaire au développement de la filière au-delà des 5,4GW.

La baisse régulière des tarifs pourrait être complétée par la mise en place rapide d'une bonification de l'autoconsommation qui pourrait devenir le seul contrat admissible dans le résidentiel à partir d'une date à définir (2015).

Cette incitation à l'autoconsommation doit être considérée avec intérêt car elle présente l'avantage d'agir positivement sur la CSPE et donc d'augmenter la puissance raccordée. Les investissements sont réduits pour le gestionnaire de réseau et la facture d'électricité est minorée pour l'autoconsommateur.

L'autoconsommation s'inscrit dans les objectifs de la RT 2012.

En outre, un renforcement des dispositions de la RT 2012 conduirait à accroître l'impact de l'autoconsommation sur la CSPE.

Les constructeurs du Gimélec sont en mesure d'apporter une contribution détaillée sur la gestion de l'autoconsommation et du stockage de l'énergie.

- ***La professionnalisation de la filière***

La filière photovoltaïque française doit continuer de se démarquer par la qualité de sa prestation.

Le retard pris à la création de conditions développant ce marché par rapport à d'autres pays rend illusoire l'idée de concurrence loyale sur un même terrain, en particulier parce que le secteur français souffre d'une certaine imprévisibilité.

Il convient de souligner que la France ne dispose pas d'avantages compétitifs comme celui du coût de la main d'œuvre, de la disponibilité de subventions très importantes ou de dispositions particulières de circonstance.

C'est sur le plan d'un savoir-faire français qu'il sera possible de « faire la différence ».

Cette stratégie est en droite ligne avec les objectifs du COSEI (comité stratégique des éco-industries) qui vise à développer une filière française et sa capacité à l'exporter.

Les travaux de normalisation conduits par le Gimélec ont permis de constituer un référentiel technique qui constitue aujourd'hui un socle à partir duquel **il convient de bâtir une démarche de qualité qui repose sur :**

- la certification des produits,
- la labellisation des installations,
- la qualification des intervenants,
- la maintenance des installations photovoltaïques,
- la réglementation à mettre en place,
- l'exemplarité des commandes publiques,
- la confiance dans la recherche et son encouragement.

Cette démarche est en outre indispensable pour renforcer la confiance des acteurs extérieurs à la filière (banques, assurances, pompiers...).

Le photovoltaïque, à l'instar des autres énergies renouvelables a généré de nouveaux métiers complexes. Une installation photovoltaïque comporte un ensemble de points sensibles qu'il est impératif de parfaitement maîtriser sur les différentes étapes d'un projet à savoir, **la faisabilité et les études de conception, la fourniture de matériels, l'installation et la mise en service, l'exploitation et la maintenance.**

Les intervenants du marché français (concepteurs, constructeurs, assembleurs et spécialistes de l'exploitation et de la maintenance d'équipements électriques) ont développé un réel savoir-faire pour fournir des ensembles complets de solutions et de services dont ils assument la pleine responsabilité. Ils en maîtrisent les risques techniques ainsi que les facteurs de performance et de disponibilité des installations d'énergies renouvelables (cf. Guide des bonnes pratiques du Gimélec « Réussir votre centrale photovoltaïque »

http://www.gimelec.fr/images/gimelec/publication_correct_pdf/Centrale_Photovoltaïque_Guide_FR.pdf).

Ils s'engagent par ailleurs à utiliser des composants compatibles, interopérables et conformes aux normes en vigueur. De plus, ils ont la capacité d'optimiser les raccordements au réseau électrique des centrales photovoltaïques ainsi que leur exploitation optimale au travers des réseaux électriques intelligents.

Tout cet ensemble **génère des emplois de très haute technicité et à forte valeur ajoutée.** Si le marché français n'offre pas le cadre de développement nécessaire, ce savoir faire se développera hors du marché national et se soldera par une perte d'expertise et de compétitivité, alors que les enjeux de ce marché des énergies renouvelables, et donc du photovoltaïque, sont mondiaux.

L'instauration au plan national d'une filière de traitement et de recyclage des déchets photovoltaïques doit bien évidemment compléter ce scénario et consolider ainsi une politique industrielle responsable crédible et exportable.

Un savoir-faire en matière de « Smart Grid », les réseaux électriques intelligents

L'intégration massive des ENR en général (solaire, éolien) est un défi technologique en matière de gestion des réseaux (cf. livre blanc du Gimélec « Réseaux Electriques Intelligents » - http://www.gimelec.fr/images/gimelec/publication_correct_pdf/Livre_Blanc_REI_Gimelec.pdf).

Le caractère intermittent de l'énergie photovoltaïque (tout comme celle de l'éolienne) est une contrainte importante que les intervenants sur le marché de l'énergie doivent maîtriser. En l'absence d'un environnement favorable au raccordement des énergies renouvelables intermittentes sur le territoire national, ce savoir-faire autour des réseaux électriques intelligents qui nécessite une coopération étroite entre gestionnaires de réseau (RTE, ERDF) et constructeurs français d'équipements électriques se développera hors de France. Ce marché sera alors réservé à des sociétés non-françaises, alors que nos champions nationaux, groupes industriels ou entreprises de taille plus modestes, sont des leaders mondiaux reconnus sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

Un engagement effectif

Le développement du photovoltaïque traduit une prise de conscience collective, celle de réduire la consommation d'électricité finale.

C'est résolument que les entreprises du Gimélec se sont engagées dans la voie de l'efficacité énergétique qui est devenue pour la filière électrique une orientation stratégique (cf. livre blanc « Efficacité énergétique » du Gimélec

http://www.gimelec.fr/images/gimelec/publication_correct_pdf/Livre_Blanc_EE_Gimelec.pdf).

Cet engagement industriel doit pouvoir s'appuyer sur la transparence en matière de politique énergétique, sur la visibilité relative à la réalité du marché et enfin sur une réelle volonté des pouvoirs publics à atteindre les objectifs environnementaux fixés par le Grenelle de l'environnement.



GROUPEMENT DES METIERS DU PHOTOVOLTAÏQUE (GMPV-FFB)

Contribution à la Concertation du Gouvernement

06 Janvier 2011

Le Groupement des Métiers du Photovoltaïque de la Fédération Française du bâtiment (GMPV) regroupe, au sein de la FFB, les entreprises notamment de couverture, étanchéité, électricité, métallerie et génie climatique représentant au total près de 20 000 entités, aptes par leur métier à aborder les spécificités des installations photovoltaïques sur les bâtiments.

LE GMPV, SA PLACE DANS LA FILIERE PV

Les entreprises du GMPV interviennent lors de la conception, de l'installation et de l'entretien des systèmes photovoltaïques.

Elles ne conçoivent pas les produits des systèmes installés.

LE BATIMENT ET LES SYSTEMES PV

Le bâtiment est un domaine spécifique, formé et structuré. Les entreprises du bâtiment ont comme dénominateur commun les spécificités du bâti avant même de parler de photovoltaïque :

- En termes d'apprentissage (des formations spécifiques).
- En termes de pratique (des femmes et des hommes de méthode, travaillant avec des références, des documents techniques unifiés – DTU -, des règles professionnelles, des normes voire des réglementations).
- En termes de signes de qualité (QUALIBAT, QUALIFELEC, QualiPV).
- En termes d'assurance : en particulier, tout équipement lié ou fixé au bâti doit être couvert par une garantie décennale quand il participe au clos et au couvert.

Les métiers traditionnels du bâtiment ont toujours su intégrer des techniques et des produits nouveaux, y compris les équipements utilisant les énergies renouvelables (eau chaude solaire, géothermie, bois-énergie...). Cette intégration s'est toujours faite après une phase d'apprentissage plus ou moins longue, au terme de laquelle les professionnels du bâtiment ont acquis la maîtrise de ces nouvelles techniques.

L'installation de systèmes photovoltaïques fait partie des activités nouvelles et complémentaires aux activités traditionnelles. C'est ainsi qu'aujourd'hui il existe :



GROUPEMENT DES METIERS DU PHOTOVOLTAÏQUE (GMPV-FFB)

- Une mention complémentaire au bac pro électrotechnique « énergies renouvelables », créée à la rentrée 2010.
- Un certificat de qualification professionnelle « couvreur solaire thermique et photovoltaïque » qui vient d'être mis en place.
- Le guide UTE C 15-712-1, complémentaire de la norme d'installation électrique C 15-100, qui en est déjà à sa deuxième édition.
- Un certain nombre de produits qui ont d'ores et déjà fait l'objet d'un avis technique ou d'un pass' innovation.

NOS ENTREPRISES

Dans le contexte d'une prévision de 5400 MW en 2020, nos entreprises se sont préparées depuis 3 ans : formation complémentaire, qualification, apprentissage spécifique au marché du photovoltaïque ; Côté syndicats professionnels, participation à l'élaboration de normes adaptées (guide UTE 15-712-1 par exemple) et diffusion de l'ensemble des documents nécessaires. Habitues à travailler dans un contexte normatif et de « règles de l'Art » bien précis, nos entreprises sont maintenant prêtes à assurer l'objectif assigné par le gouvernement et sont en mesure – pour autant que l'objectif soit révisé en ce sens – de doubler d'ici 5 ans leur capacité d'intervention.

AUJOURD'HUI LE MORATOIRE

Si nos entreprises soulignent la volonté de « mettre à plat » le système, elles déplorent toutefois la brutalité de l'intervention de l'Etat, d'autant plus que tous les arguments rappelés lors de la première réunion de concertation sont connus depuis plus d'un an.

Il faut mettre à profit cette période pour traiter tous les dossiers en attente selon des critères objectifs et que la procédure utilisée reste valide au-delà pour prévenir toute nouvelle « bulle » spéculative.

Nos entreprises ont été surprises de découvrir que des dossiers correspondant à des projets vraisemblablement de plus de 12 MW étaient en attente de traitement chez RTE dans l'objectif de profiter d'un tarif de rachat réservé aux installations de puissance inférieure.



GROUPEMENT DES METIERS DU PHOTOVOLTAIQUE (GMPV-FFB)

NOTRE VISION DU MARCHE

Sensibilisation au développement durable : donner la possibilité à tous d'installer du solaire PV :

- Sensibiliser le plus grand nombre de citoyens aux questions énergétiques et particulièrement à l'utilisation d'énergies renouvelables pour la production d'électricité.

Production d'électricité :

- Produire l'électricité au plus près des lieux de consommation.
- Eviter un renforcement très coûteux et disproportionné du réseau.
- Soutenir la filière photovoltaïque, ce n'est pas l'opposer à d'autres manières de produire de l'électricité. La production d'électricité d'origine solaire est par nature intermittente (jour/nuit) et sujette aux conditions météo (brouillard, pluie, neige etc.). Il est donc nécessaire de pouvoir disposer d'importants moyens de production d'électricité en continu.

Développement de la filière :

- Mettre en place un principe de tarification de rachat permettant un développement raisonné et équilibré du marché du photovoltaïque, compatible avec les capacités d'installation de nos entreprises.
- Favoriser l'émergence de solutions intégrant à la fois aspects architecturaux, techniques, efficacité énergétique des bâtiments et sûreté de mise en œuvre.

LES POINTS QUE NOUS ESTIMONS ETRE DEVOIR REGLES A L'ISSUE DE LA CONCERTATION

- La simplification et la clarification des procédures existantes, incluant :
 - Diminution et respect des délais ERDF (entre dépôt de dossier et PTF, entre PTF acceptée et raccordement) et EDF AOA (entre raccordement et contrat de rachat).



GROUPEMENT DES METIERS DU PHOTOVOLTAIQUE (GMPV-FFB)

- Équité de traitement entre les demandeurs et traçabilité des demandes.
- Une nouvelle structure du tarif d'achat et un mode d'évolution de celui-ci prédéfini jusqu'à la parité réseau afin d'assurer un développement efficient de la filière sur l'ensemble du territoire national.

LES PISTES DE TRAVAIL QUE NOUS SUGGERONS

- Le tarif d'achat doit être le seul outil financier (Suppression du crédit d'impôt et de l'avantage TEPA).
- Simplification drastique de toutes les procédures administratives, y compris les procédures de raccordement.
- Réduction de tous les délais partiels définis dans les procédures et établissement d'un délai maximal assorti de pénalités de retard en cas de dépassement.
- Traçabilité des dossiers à l'instar des suivis de commande chez n'importe quel fournisseur aujourd'hui.
- Mise en place de verrous interdisant la possibilité de « découpage » d'une installation pour profiter d'un tarif de rachat plus avantageux (et en particulier les installations de plus de 12 MW).
- Application du tarif de rachat uniquement si le propriétaire de l'installation est le même que le propriétaire du bâtiment.
- Mise en place d'un système limité à un minimum de tarifs de rachats, par exemple :
 - Installations domestiques (10 kW max ou 100m² max), quel que soit le mode de pose avec :



GROUPEMENT DES METIERS DU PHOTOVOLTAIQUE (GMPV-FFB)

- Prise en compte de la capacité de production selon l'ensoleillement (régionalisation) par un coefficient appliqué au tarif de rachat.
- Obligation d'une autoconsommation partielle et progressive et de rachat du surplus avant même l'échéance de la parité réseau.
- Installations sur tout type de bâtiment, jusque 250 kW avec :
 - Différenciation entre les systèmes dont l'unique finalité est la production d'électricité et ceux participant au clos et couvert du bâtiment.
 - Prise en compte de la capacité de production selon l'ensoleillement (régionalisation) par un coefficient appliqué au tarif de rachat.
 - Obligation d'une autoconsommation partielle et progressive et rachat du surplus avant même l'échéance de la parité réseau.
- Installations sur tout type de bâtiment, au-delà de 250 kW avec :
 - Différenciation entre les systèmes dont l'unique finalité est la production d'électricité et ceux participant au clos et couvert du bâtiment.
 - Prise en compte de la capacité de production selon l'ensoleillement (régionalisation) par un coefficient appliqué au tarif de rachat.
 - Prise en compte de la cartographie des réseaux de distribution électrique existants.
- Installations au sol quelle que soit la puissance avec :
 - Limitation tenant compte des usages du sol (cultures, pâturages) et de l'environnement.
 - Prise en compte de la capacité de production selon l'ensoleillement (régionalisation) par un coefficient appliqué au tarif de rachat.
 - Prise en compte de la cartographie des réseaux de distribution électrique existants.
 - Tarif de rachat lié au tarif de marché.



GROUPEMENT DES METIERS DU PHOTOVOLTAIQUE (GMPV-FFB)

- Périodicité des modifications des tarifs tenant compte des délais d'instruction des dossiers.
- Réduction progressive de la durée de validité du contrat d'achat.
- Prise en compte de la qualification des entreprises dans la validité du tarif de rachat.
- Prise en compte de critères concernant les matériels dans la validité du tarif de rachat (Bilan carbone, recyclage...).



GROUPEMENT DES METIERS DU PHOTOVOLTAIQUE (GMPV-FFB)

Contribution à la Concertation du Gouvernement

14 février 2011

Le Groupement des Métiers du Photovoltaïque de la Fédération Française du bâtiment (GMPV) regroupe, au sein de la FFB, les entreprises notamment de couverture, étanchéité, électricité, métallerie et génie climatique représentant au total près de 20 000 entités, aptes par leur métier à aborder les spécificités des installations photovoltaïques sur les bâtiments.

LE GMPV, SA PLACE DANS LA FILIERE PV

Les entreprises du GMPV interviennent lors de la conception, de l'installation et de l'entretien des systèmes photovoltaïques.

Elles ne conçoivent pas les produits des systèmes installés.

LE BATIMENT ET LES SYSTEMES PV

Le bâtiment est un domaine spécifique, formé et structuré.

Les entreprises du bâtiment ont comme dénominateur commun les spécificités du bâti avant même de parler de photovoltaïque :

- En termes d'apprentissage (des formations spécifiques).
- En termes de pratique (des femmes et des hommes de méthode, travaillant avec des références, des documents techniques unifiés – DTU -, des règles professionnelles, des normes voire des réglementations).
- En termes de signes de qualité (QUALIBAT, QUALIFELEC, QualiPV).
- En termes d'assurance : en particulier, tous les ouvrages participant au clos et au couvert doivent être couverts par une garantie décennale y compris ceux comprenant des installations photovoltaïques.

Cette méthode de travail est appliquée au photovoltaïque intégré au bâtiment pour répondre aux dispositions de la RT 2012, applicables à partir du second semestre 2011, et qui préfigurent le bâtiment à énergie positive (BEPOS). Pour arriver à la réalisation de cet objectif au plus tard en 2020 et lors de la parité réseau, les entreprises ont besoin d'une montée en puissance progressive.

L'installation de systèmes photovoltaïques fait partie des activités nouvelles et complémentaires aux activités traditionnelles. C'est ainsi qu'aujourd'hui il existe :

- Une mention complémentaire au bac pro électrotechnique « énergies renouvelables », créée à la rentrée 2010.
- Un certificat de qualification professionnelle « couvreur solaire thermique et photovoltaïque » qui vient d’être mis en place.
- Le guide UTE C 15-712-1, complémentaire de la norme d’installation électrique C 15-100, qui en est déjà à sa deuxième édition.
- Un certain nombre de produits qui ont d’ores et déjà fait l’objet d’un avis technique ou d’un pass’ innovation.

AUJOURD’HUI A LA VEILLE DE LA SORTIE DU MORATOIRE

L’absence de refonte réelle du système au cours de cette concertation risque de mener à un replâtrage de l’existant plus qu’à un nouveau départ.

La purge de la file d’attente actuelle, comme toute autre pouvant survenir à cause des quotas, ne semble pas avoir trouvé solution.

NOTRE VISION DU MARCHÉ

Sensibilisation au développement durable : donner la possibilité à tous d’installer du solaire PV :

- Sensibiliser le plus grand nombre de citoyens aux questions énergétiques et particulièrement à l’utilisation d’énergies renouvelables pour la production d’électricité.

Production d’électricité :

- Produire l’électricité au plus près des lieux de consommation.
- Eviter un renforcement très coûteux et disproportionné du réseau.

Développement de la filière :

- Mettre en place un principe de tarification de rachat permettant un développement raisonné et équilibré du marché du photovoltaïque.
- Favoriser l’émergence de solutions intégrant à la fois aspects architecturaux, techniques, efficacité énergétique des bâtiments et sûreté de mise en œuvre, avec tous les acteurs de l’acte de construire.

LES POINTS QUE NOUS ESTIMONS DEVOIR ETRE REGLES PAR LE PROCHAIN DECRET

- Le doublement au minimum de la cible annuelle de chaque segment de marché reprise par le rapport CHARPIN.
- La simplification et la clarification des procédures existantes, incluant :
 - Diminution et respect des délais ERDF (entre dépôt de dossier et PTF, entre PTF acceptée et raccordement) et EDF AOA (entre raccordement et contrat de rachat).
 - Equité de traitement entre les demandeurs et traçabilité des demandes.

- Une nouvelle structure du tarif d'achat et un mode d'évolution de celui-ci prédéfini jusqu'à la parité réseau afin d'assurer un développement efficient de la filière sur l'ensemble du territoire national.

LES PISTES DE TRAVAIL QUE NOUS SUGGERONS

- Le tarif d'achat doit être le seul outil financier (suppression du crédit d'impôt et de l'avantage TEPA).

- Simplification drastique de toutes les procédures administratives, y compris les procédures de raccordement.

- Réduction de tous les délais partiels définis dans les procédures et établissement d'un délai maximal assorti de pénalités de retard en cas de dépassement.

- Traçabilité des dossiers à l'instar des suivis de commande chez n'importe quel fournisseur aujourd'hui.

- Les projets portés par des sociétés dont l'état est actionnaire majoritaire ne doivent pas bénéficier d'un tarif bonifié et doivent donc sortir du corridor y compris pour les projets de la file d'attente dont la PTF est acceptée.

- Mise en place de verrous interdisant la possibilité de « découpage » d'une installation :

- pour profiter d'un tarif de rachat plus avantageux, sans toutefois pénaliser les éco quartiers.
- pour profiter de l'obligation d'achat (installations de plus de 12 MW).

- Mise en place d'un système simple de tarifs de rachats, les notions d'intégré bâti et d'intégré simplifié bâti devant être explicitées indépendamment de tout autre critère (affectation du bâtiment, âge de la construction...), sans oublier les verrières, façades, bardages, garde-corps, brise soleil. Par exemple :

- Installations domestiques (3 à 16 kW max ou 100 m² max) avec :
 - Tarif dégressif dès 3 kW avec valorisation de l'intégration au bâti.
 - Prise en compte de la capacité de production selon l'ensoleillement (régionalisation) par un coefficient appliqué au tarif de rachat.
 - Obligation d'une autoconsommation partielle et progressive et de rachat du surplus avant même l'échéance de la parité réseau.
 - Maintien de la TVA à 5,5 %.
- Installations résidentielles collectives
 - Tarif dégressif dès 3 kW avec valorisation de l'intégration au bâti,
 - Prise en compte de la capacité de production selon l'ensoleillement (régionalisation) par un coefficient appliqué au tarif de rachat.
- Installations sur tout autre type de bâtiment

- Opposition à l'appel d'offres en deçà de 250 kW.
 - Tarif dégressif dès 3 kW avec valorisation de l'intégration au bâti.
 - Différenciation entre les systèmes dont l'unique finalité est la production d'électricité et ceux participant au clos et couvert du bâtiment.
 - Prise en compte de la capacité de production selon l'ensoleillement (régionalisation) par un coefficient appliqué au tarif de rachat.
 - Obligation d'une autoconsommation partielle et progressive et rachat du surplus avant même l'échéance de la parité réseau.
- Installations au sol quelle que soit la puissance avec :
 - Limitation tenant compte des usages du sol (cultures, pâturages) et de l'environnement.
 - Prise en compte de la capacité de production selon l'ensoleillement (régionalisation) par un coefficient appliqué au tarif de rachat.
 - Prise en compte de la cartographie des réseaux de distribution électrique existants.
 - Tarif de rachat lié au tarif de marché.

Communiqué de presse

Castanet-Tolosan, le 10 janvier 2011

Concertation photovoltaïque Le GPPEP a été reçu par le Gouvernement

Groupement des **P**articuliers **P**roducteurs d'**E**lectricité **P**hotovoltaïque

Le 7 janvier dernier, le GPPEP a été reçu à Bercy par Claude Trink et Raphaël Contamin (responsable de la première réunion de concertation photovoltaïque -<http://bit.ly/hwfXjH>) afin d'exposer ses positions sur l'avenir du photovoltaïque chez le particulier. Une longue réunion d'échanges et de débats ont permis aux représentants de l'état de mieux connaître les problématiques du GPPEP.

Voici les propositions qui ont été faites :

« Le GPPEP propose plusieurs modifications réglementaires qui permettront non seulement de stabiliser les règles législatives mais également de promouvoir les économies d'énergie et d'inciter tous les Français à s'inscrire dans une démarche citoyenne en investissant dans les énergies renouvelables. Pour une efficacité maximum, ces différentes propositions doivent être réalisées conjointement

***Plafonner le subventionnement de l'électricité photovoltaïque** : Le GPPEP propose de limiter la quantité d'électricité subventionnée, pour une installation, à un volume de kWh produits/kWc posés, puis sur un tarif minimal. Ceci permet de limiter les gains financiers et d'éviter les spéculations, tout en garantissant une visibilité sur le long terme.

***Évolution de la limitation à 3 kWc** : Le GPPEP propose de transformer la limite des 3 kWc pour les particuliers en une limitation basée sur la surface installée (100 m² maximum). Cela permettrait d'augmenter le nombre d'installations chez les particuliers, donc les rentrées fiscales liées à la TVA, tout en réduisant le coût des installations, et donc le besoin en subventions, et accélérerait l'arrivée du point de parité réseau.

***Simplifier l'extension des installations existantes** : Le GPPEP propose de faciliter l'extension des installations existantes, tant qu'elles respectent la surface maximum, tout en bénéficiant des nouveaux tarifs plafonnés au volume.

***La fin de l'intégré à la française** : Le GPPEP propose de simplifier les tarifs d'achat en supprimant la notion d'intégré à la française et de créer des tarifs en fonction de la puissance et de la situation : au sol ou en toiture. Ceci permet de diminuer le coût des installations, tout en les fiabilisant, et de réduire le besoin en subventions et la complexité des tarifs.

***La création d'un compte vert pour les travaux d'amélioration :** Le GPPEP propose de travailler avec les organismes bancaires pour la création d'un compte vert sur lequel les revenus d'achat de l'électricité seraient versés : pour rembourser l'installation et pour réaliser des travaux d'amélioration énergétique de l'habitation. Cela permettrait aux particuliers ayant des ressources limitées d'installer des panneaux photovoltaïques, mais surtout de les aider à financer ainsi leurs travaux d'amélioration énergétique.

***Un investissement pour tous par tous :** Le GPPEP propose d'imposer l'ouverture au capital des projets de plus de 36 kWc aux habitants de la zone d'implantation. Ce principe permet de répartir les gains vers les populations qui sont touchées par ces projets, tout en les sensibilisant aux projets d'énergies propres. »

Outre les propositions ci-dessus, le GPPEP a part ailleurs répété :

- Que le photovoltaïque a été l'objet d'attaque (sur la base de fausses informations), comme l'éolien avant lui, afin de le discréditer. Ceci a entraîné une baisse de confiance dans cette énergie verte qui fait partie du mix d'énergie nécessaire pour notre futur.
- Que contrairement à ce qui a été dit, sur la base de chiffre erronés, les installations photovoltaïques des particuliers ne représentent qu'une très faible part dans le coût de l'électricité et de la CSPE.
- Qu'il est très important de privilégier les producteurs individuels d'électricité locales. Ceci permet d'éviter de surcharger le réseau électrique (consommation sur place), de décentraliser la production, d'éviter les pertes sur le réseau électrique ...
- Que des études montrent que ceux qui s'équipent de panneaux solaires deviennent nettement plus respectueux de leur environnement que les autres.
- Qu'il s'oppose à toute politique de « Quota » pour les particuliers
- Qu'il est irréaliste de mettre des règles identiques pour des installations personnelles (exprimées en m²) et productions industrielles (grands champs au sol ou toitures industrielles de plusieurs dizaines d'hectare).

Le GPPEP, invité aux réunions de concertation du Gouvernement, milite fortement pour que les particuliers soient reconnus dans le développement de la filière photovoltaïque, grâce à plus de 100 000 installations et de plus 43% de la puissance photovoltaïque installée actuellement.

L'association GPPEP

Créée en Septembre 2009, l'association loi 1901 GPPEP pour « Groupement des Particuliers Producteurs d'Electricité Photovoltaïque » a pour but premier de représenter et défendre ses adhérents, auprès des instances gouvernementales et des acteurs de la filière photovoltaïque (professionnels, ...). GPPEP est une association créée par des particuliers ayant des panneaux photovoltaïques, pour des particuliers ayant déjà une installation ou désirant en posséder une.

Contacts

GPPEP 0970 440 345 - contact@gppep.org - <http://gppep.org>

Pour une sortie par le haut du moratoire photovoltaïque

Contribution à la concertation sur les tarifs d'achat
Version du 12 janvier 2011

Marc JEDLICZKA

Table des matières

1. Résumé	3
2. Prendre en compte les spécificités du photovoltaïque	4
3. Conforter les tarifs d'achat comme principal instrument de soutien	5
4. Définir clairement les principes d'élaboration des tarifs d'achat	6
5. Optimiser le mécanisme de l'obligation d'achat.....	9
5.1 Supprimer les aides fiscales, vers le « tout-tarif »	9
5.2 Simplifier et clarifier les catégories tarifaires	9
5.3 S'appuyer sur des indicateurs fiables d'évolution des coûts	10
5.4 Rendre transparent le financement par la CSPE	10
6. Propositions opérationnelles	13
6.1 Modifications de la structure tarifaire.....	13
6.2 Actualisation des niveaux de tarifs.....	15
6.3 Mécanisme d'indexation	17
7. Conséquences du dispositif proposé sur la CSPE	20
7.1 Un impératif : maîtriser la charge annuelle et globale.....	20
7.2 Une nécessité : réviser le mode de calcul de la compensation par la CSPE	20
7.3 Une certitude : l'extinction à terme de la CSPE photovoltaïque	20
7.4 Un choix à prendre en compte : le plafonnement de la CSPE en Euros.....	21
7.5 Une conséquence logique : la possibilité de réviser les objectifs.....	21
7.6 L'impact sur la CSPE	22
7.7 Analyse de sensibilité selon les scénarios de répartition.....	24
8. Conclusions	26

1. Résumé

L'instauration du moratoire par le décret du 9 décembre 2010 offre l'opportunité de mettre à plat l'ensemble du dispositif de soutien à la filière photovoltaïque afin d'éliminer définitivement les défauts majeurs dans sa conception initiale qui ont conduit aux craintes de dérapage de la CSPE à l'origine même de la décision de suspension de l'obligation d'achat.

A cet effet, il convient de prendre en compte les spécificités techniques du photovoltaïque, d'établir clairement les objectifs et les contraintes du mécanisme des tarifs d'achat, de définir les principes de fixation d'une nouvelle grille tarifaire et de son évolution dans le temps, d'élaborer un corpus de propositions chiffrées et enfin de tester des scénarios sur la durée complète du cycle d'un mécanisme appeler à s'éteindre lorsque la baisse des coûts aura permis d'atteindre «la parité avec le réseau ».

En annonçant un objectif de plafond annuel de la CSPE de 2 milliards d'Euros, la Ministre du Développement Durable a déplacé le débat et ouvert des perspectives très intéressantes pour cet exercice de définition d'une politique efficace et pérenne au service d'une stratégie claire et ambitieuse.

La présente contribution, fondée sur une longue expérience de terrain et une connaissance fine de l'état de l'art mondial de la filière d'un organisme à but non lucratif indépendant, montre qu'il est possible de concilier une augmentation significative des objectifs de la PPI nécessaires à l'émergence d'une solide industrie photovoltaïque sur le sol français souhaitée par tous et une maîtrise complète du coût global des mesures de soutien.

L'application de la grille tarifaire proposée, dont chaque élément est décrit en détail et dûment justifié, permettrait ainsi **d'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 jamais le plafond de 2 milliards d'Euros**.

Pour atteindre ce résultat, il est nécessaire de modifier un certain nombre de dispositions en vigueur au-delà du seul arrêté tarifaire, notamment le mode de la compensation du surcoût des tarifs d'achat par la CSPE, et de s'appuyer sur la plus grande transparence sur les coûts réels des systèmes photovoltaïques et de leur évolution, ce que permet l'expertise et le statut d'indépendance d'Hespul.

L'analyse montre également qu'il serait particulièrement pertinent de mettre l'accent sur les systèmes photovoltaïques de moyenne puissance installés sur des bâtiments à usage permanent, qui sont aujourd'hui les plus désavantagés, alors qu'ils constituent le cœur de cible des bâtiments à énergie positive prévus par la futur RT 2020.

Les bénéfices connexes découlant d'un tel objectif et d'une telle stratégie sont considérables, non seulement en termes de production d'électricité renouvelable et de contribution au respect des objectifs européens en la matière, mais aussi de création d'emplois et de valeur ajoutée, ainsi que de rentrées fiscales qui en découlent et qui permettront de compenser largement l'effort consenti par la collectivité.

L'analyse démontre en tout état de cause qu'il est possible moyennant une démarche pragmatique et rationnelle de transformer la situation critique actuelle en une formidable opportunité pour mettre réellement la France dans le peloton de tête d'une compétition mondiale qui ne fait que s'ouvrir et pour laquelle elle dispose de nombreux atouts.

2. Prendre en compte les spécificités du photovoltaïque

Avant toutes choses, il est essentiel de rappeler que **le photovoltaïque n'est pas une technologie énergétique « comme les autres »**, à commencer par le fait qu'il **peut être mis en œuvre à des échelles et dans des conditions techniques, économiques et juridiques extrêmement variables**.

Sans même évoquer les applications hors réseau (alimentation de petits objets nomades et des satellites artificiels, électrification villageoise, refuges de haute montagne, balises maritimes, horodateurs, ...), la gamme de puissance des systèmes raccordés au réseau va de quelques centaines de watts, soit quelques m² sur le toit d'une maison individuelle coûtant quelques milliers d'Euros, à plusieurs dizaines de mégawatts (MW) dans des parcs au sol pouvant occuper des centaines d'hectares pour des investissements se comptant en centaines de millions d'Euros.

De ce fait, la « famille » des producteurs d'électricité photovoltaïque recouvre des catégories de nature et de statut totalement différents, depuis les particuliers simples personnes physiques jusqu'aux plus grands opérateurs énergétiques mondiaux, en passant par les copropriétés, les bailleurs sociaux, les entreprises de tous secteurs et toutes tailles, les agriculteurs, les collectivités locales ou encore l'État lui-même.

Cette très grande diversité qui découle du caractère intrinsèquement modulable de la technologie photovoltaïque est reconnue explicitement par la loi française à travers l'article 88 de la loi du 12 juillet 2010 dite « Grenelle II » qui stipule dans son § II que, outre les personnes physiques déjà éligibles au statut de producteur, « *toute personne morale peut, quelle que soit la mission pour laquelle elle a été constituée, exploiter une installation de production d'électricité utilisant l'énergie radiative du soleil dont les générateurs sont fixés ou intégrés aux bâtiments dont elle est propriétaire* » et « [...] *bénéficier de l'obligation d'achat de l'électricité ainsi produite* ».

Ceci est parfaitement en ligne avec la perspective de l'évolution de la réglementation thermique actuelle (RT 2012) vers les « bâtiments à énergie positive » qui imposera en pratique à partir de 2020 la mise en œuvre systématique de systèmes photovoltaïques sur tous les bâtiments neufs.

La possibilité d'implication concrète de tous les catégories de maîtres d'ouvrage dans la production d'énergie renouvelable doit être perçue comme une réelle opportunité, aussi bien d'un point de vue pédagogique en favorisant l'appropriation des questions énergétiques par l'ensemble de nos concitoyens, que technique en permettant une production d'électricité au plus près de la consommation, donc plus efficace du fait de la réduction des pertes de réseau.

Ceci doit imposer **la prise en compte, dans la définition des stratégies et des instruments de soutien au développement de la filière, d'intérêts et de cadres de référence différents voire divergents entre catégories de producteurs**, tout en offrant à chacune d'entre elles, en fonction de conditions et de critères propres qui lui sont propres, **une égale possibilité d'accès à l'obligation et aux tarifs d'achat** : toute politique conduisant à la perte de cette diversité en excluant volontairement ou non certaines catégories de producteurs serait néfaste et inéquitable, elle doit donc être bannie.

L'autre grande particularité du photovoltaïque - mais celle-ci n'est que transitoire - est être une filière en plein devenir, dont les bases scientifiques et techniques sont déjà bien établies même si les efforts de R&D doivent bien entendu être poursuivis, mais dont l'appareil industriel n'est qu'à un stade de développement embryonnaire si on le compare à son immense potentiel à long terme.

L'industrie photovoltaïque connaît depuis une dizaine d'années une dynamique de croissance extrêmement forte portée jusqu'à récemment par quelques pays pionniers, qui le conduira bientôt à la compétitivité directe sur le marché de l'électricité et lui ouvrira de gigantesques horizons, mais

qui ne lui permet pas pour l'heure de répondre de manière compétitive aux besoins immédiats de consommation.

Autrement dit, **la motivation première** de toute politique de soutien doit être d'abord de **nature industrielle** (stimuler la demande pour augmenter les volumes et accélérer la baisse des coûts) **et non énergétique** (produire de grandes quantités d'électricité), la transition entre les deux devant se faire progressivement durant la prochaine décennie pour déboucher inéluctablement sur la « parité avec le réseau », autrement dit la compétitivité de l'électricité produite sur le marché.

Ces particularités doivent conduire à ne pas appliquer au photovoltaïque les mêmes critères d'efficacité à court terme des instruments de soutien qu'aux autres technologies énergétiques plus matures, et à ce que les choix d'aujourd'hui s'appuient sur une vision de moyen et long terme réaliste : celle **d'une contribution significative aux besoins de consommation, que l'on peut raisonnablement estimer entre 30 et 40% a minima.**

Ni les matières premières, disponibles en abondance, ni les surfaces nécessaires en toiture et façade de bâtiments ou sur terrains déjà artificialisés, largement suffisantes, ni même les capacités d'accueil et d'acheminement des réseaux, moyennant le cas échéant quelques adaptations mineures ne constituent des facteurs limitant.

Seule l'intermittence de la production et sa dé-corrélation partielle avec les pointes de consommation peuvent à terme poser quelques problèmes à l'équilibre du réseau, mais pas avant que l'on ait atteint une part significative de photovoltaïque dans le mix électrique.

La question commence tout juste à être un sujet de réflexion en Allemagne, où le photovoltaïque, avec 20 GW installés, peut être en mesure de fournir la totalité de la consommation un jour d'été à midi, mais on est très loin de ces niveaux en France, et l'on peut en outre être très optimiste sur les solutions qui auront été apportées d'ici là par les travaux de recherches et d'expérimentation sur le stockage et les « réseaux intelligents » dont la première étape est en cours à travers le déploiement par ErDF des « compteurs communicants » Linky et que les pouvoirs publics ont souhaité accélérer par l'appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME de novembre 2009.

Dans ces conditions, vouloir réduire la contribution du photovoltaïque à une part inférieure à 10 % de la consommation en bridant le marché représenterait une erreur stratégique majeure, dont le seul résultat tangible serait d'exclure la France des bénéfices industriels, sociaux et économiques colossaux que le photovoltaïque ne manquera pas d'apporter à ceux qui auront su prendre les bonnes mesures dès aujourd'hui et non demain, lorsqu'il sera trop tard.

3. Conforter les tarifs d'achat comme principal instrument de soutien

Les tarifs d'achat par filière sont de loin l'instrument le plus efficace, le plus vertueux et le moins coûteux pour accélérer le développement des « nouvelles énergies renouvelables » dès lors que leurs niveaux et leurs mécanismes d'évolution dans le temps sont correctement choisis :

- ❖ ils imposent sur une durée longue un fonctionnement optimum des systèmes en en faisant la condition impérative de leur équilibre économique et de la possibilité de les financer
- ❖ ils donnent à l'industrie et aux investisseurs une visibilité permettant de développer et financer les projets à leur propre rythme et selon leur propre dynamique
- ❖ ils permettent de conserver un contrôle permanent du pilotage du système tout en limitant les coûts de transaction, d'administration et de gestion au strict minimum

- ❖ ils ne grèvent pas le budget de l'État et ne contribuent donc pas à l'augmentation de la pression fiscale, ils ne sont pas soumis aux « stop & go » dus aux aléas budgétaires et offrent à tous les opérateurs un accès égal et transparent
- ❖ leur coût est étalé sur une période longue ce qui limite la charge immédiate pour la collectivité et offre un puissant bras de levier.

Aucun des autres instruments recensés (subventions directes, aides fiscales, appels d'offre ou quotas/certificats) n'a fait la preuve de la même efficacité économique et industrielle, surtout s'agissant d'une filière émergente comme le photovoltaïque, au point que même les pays les plus rétifs culturellement à ce mécanisme « administré » comme le Royaume-Uni, le Canada et même les Etats-Unis s'y rangent les uns après les autres.

La procédure des appels d'offre existe bien en droit français, mais l'article 8 de la loi de février 2000 en limite l'usage aux situations où « [...] *les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements* » : le décret de suspension ayant précisément été motivé par la crainte de dépasser ces objectifs, du recours à cette procédure pour le photovoltaïque comme certains le suggère serait aujourd'hui clairement entaché d'illégalité

En outre, l'expérience de l'appel d'offre pour 300 MW de parcs photovoltaïques au sol, lancé en 2009 par la CRE et finalement déclaré infructueux après plus d'un an d'attente a fait la démonstration du manque de pertinence de cette procédure.

Enfin, l'exemple de l'Allemagne, devenue en quelques années grâce aux seuls tarifs d'achat leader mondial dans toutes les nouvelles filières d'électricité renouvelable, tant sur son territoire qu'à l'export, doit conforter la France dans ce choix qu'elle a fait dès 2000 et surtout l'inciter à en renforcer l'efficacité du dispositif et mettre enfin en place les moyens de son pilotage aussi fin que possible dans la durée.

4. Définir clairement les principes d'élaboration des tarifs d'achat

Un « bon » tarif d'achat doit être le fruit d'un **équilibre entre des acteurs aux intérêts divergents** : c'est la recherche de cet équilibre qui doit motiver toute adaptation ou changement de la structure des tarifs.

Sa première qualité doit être de **garantir aux personnes physiques ou morales qui investissent dans les systèmes de production d'électricité renouvelable une rentabilité correcte**, faute de quoi l'investissement ne se réalise pas et le but recherché ne peut être atteint.

L'Encadrement communautaire des aides d'État en faveur de l'environnement publié par la Direction Générale de la Concurrence de la Commission Européenne le 3 février 2001, toujours en vigueur, donne des indications suffisamment précises de ce qu'est une « rentabilité correcte ».

Il admet tout d'abord parfaitement le principe même des aides au fonctionnement que sont les tarifs d'achat :

§54. Les aides au fonctionnement en faveur de la production d'énergies renouvelables constituent généralement des aides en faveur de l'environnement susceptibles de bénéficier des dispositions du présent encadrement.

§55. Pour ces aides, la Commission est d'avis que des dispositions spécifiques peuvent être retenues en raison des difficultés rencontrées dans certains cas par ces énergies pour concurrencer efficacement les énergies traditionnelles. Il convient également de prendre en considération le fait que la politique de la Communauté vise à assurer le développement de ces énergies notamment pour des

raisons environnementales.

Des aides peuvent notamment être nécessaires lorsque les procédés techniques disponibles ne permettent pas de produire l'énergie en cause à des coûts unitaires comparables à ceux des énergies traditionnelles.

Il définit ensuite de manière relativement détaillée les limites qui doivent s'appliquer à ce principe :

§56. En pareille hypothèse, des aides au fonctionnement peuvent être justifiées pour couvrir la différence entre le coût de production de l'énergie produite à partir de sources d'énergies renouvelables, et le prix de marché de cette énergie. La forme de ces aides peut varier selon l'énergie en cause et les modalités de soutien retenues par les Etats membres. Par ailleurs, dans le cadre de son analyse, la Commission prendra en considération la position concurrentielle de chaque énergie en cause.¹

Enfin, les tarifs d'achat sont spécifiquement visés :

§59. Afin de mieux prendre en compte cette barrière à l'entrée sur le marché pour les énergies renouvelables, les Etats membres peuvent octroyer des aides qui compensent la différence entre les coûts de production des énergies renouvelables et le prix du marché de l'énergie en cause. Les éventuelles aides au fonctionnement ne pourront être accordées que pour assurer l'amortissement des installations.

L'énergie supplémentaire produite par l'installation en cause ne pourra bénéficier d'aucun support. L'aide pourra toutefois également couvrir une juste rémunération du capital, quand les Etats membres seront en mesure d'établir que ceci est indispensable, notamment en raison de la faible compétitivité de certaines énergies renouvelables.

Outre la légitimité qu'il confère et le fondement en droit qu'il établit, cet encadrement fournit par lui-même les prémices d'une politique efficace et équilibrée, basée sur la rentabilité attendue d'un investissement donné à un moment donné, que le tarif d'achat doit être en mesure de garantir.

Cette rentabilité peut être évaluée au moyen de différents indicateurs, parmi lesquels le plus couramment utilisé est le Taux de Rentabilité Interne (TRI), dont la fonction principale est de permettre à un investisseur potentiel de comparer à l'instant T l'intérêt d'investir dans des projets de nature différente.

Toutefois, que ce soit dans sa version « TRI projet » ou « TRI sur fonds propres », cet indicateur de nature financière ne reflète pas la rentabilité économique intrinsèque d'un projet puisqu'il tient compte plus ou moins explicitement d'un certain nombre de variables qui dépendent de facteurs externes comme la fiscalité sur l'investissement (amortissement accéléré, déductions diverses,...), le partage de la valeur ajoutée (via l'impôt sur les bénéfices) ou les subventions locales.

D'autres indicateurs comme le Taux d'Enrichissement en Capital (TEC), à la fois plus rigoureux, plus facile à calculer et surtout bien adapté à des moyens de production sans combustibles et à maintenance prévisible, dont le fonctionnement est donc sans risque et à coût peu variable, pourraient avantageusement être utilisés pour évaluer la rentabilité des projets en fonction des tarifs appliqués.²

Quelque soit l'indicateur retenu, **l'un des critères explicites de la définition des tarifs d'achats doit être un niveau maximal de rentabilité** (par exemple TRI projet = 6%, TRI sur fonds propres = 8% ou TEC = 0,3,) permettant de déterminer, à partir des prix des systèmes constatés à un

¹ Passages soulignés par nous

² cf méthode développée par Mr Bernard Chabot, ex-ingénieur ADEME à l'adresse : www.wind-works.org/FeedLaws/France/.../P3syser45.pdf

moment donné sur le marché, le niveau de « tarif idéal » pour telle ou telle catégorie de système, c'est-à-dire celui qui permettra aux projets de se réaliser dans de bonnes conditions tout en évitant une sur-rentabilité induite et dommageable pour la collectivité.

Cette rentabilité dépend, pour un système installé dans les règles de l'art, c'est-à-dire correctement orienté et dénué de masques, d'une part **du coût d'investissement par unité de puissance** (en €/Wc), d'autre part de **la productivité du lieu** (en kWh/kWc), le tarif d'achat constituant une variable d'ajustement dont il s'agit précisément de déterminer le niveau correct.

- ⇒ Le **coût d'investissement** peut varier dans de larges proportions principalement en fonction de deux paramètres :
 - **le type de mise en œuvre**, notamment le degré d'intégration au bâti, entre la pose sur châssis au sol et les produits sophistiqués de type verrières assurant l'étanchéité de bâtiments classés ERP : ce paramètre est partiellement pris en compte dans la structure actuelle des tarifs, mais les critères d'éligibilité et les niveaux de différenciation sont loin d'être optimaux et doivent être revus.
 - **la taille des systèmes** à l'intérieur d'une même catégorie, qui peut faire varier le coût de l'investissement par unité de puissance jusqu'à un facteur 2 ou plus du fait à la fois de coûts fixes d'installation relativement élevés qui défavorisent les petits systèmes et d'un effet d'échelle rapidement significatif pour l'achat des modules. Ce paramètre n'est pas pris en compte dans la réglementation actuelle.

La combinaison de ces deux éléments peut conduire à des écarts importants : les prix actuels pour des systèmes complets sont inférieurs à 3€/Wc pour les parcs au sols, entre 4 et 5 € pour une toiture intégrée de maison individuelle de 3 kWc et jusqu'à 15 €/Wc pour une verrière étanche.

Ils font partie depuis l'origine de la structure tarifaire en Allemagne, où le souci d'optimisation du coût pour la collectivité est prégnant et où l'efficacité du dispositif en termes de baisse des coûts et de création de champions industriels est indiscutable.

- ⇒ La **productivité des systèmes** dépend quant à elle, toutes choses égales par ailleurs, de **l'irradiation annuelle du lieu d'implantation** qui se traduit en France métropolitaine par un potentiel de production allant de 800 kWh/kWc à Lille à 1400 kWh/kWc à Nice, voire 1 900 pour un système doté d'un suivi du soleil (« trackers »), soit une variabilité de 1 à presque 2, voire 2,5.

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 est partiellement pris en compte dans la structure actuelle des tarifs à travers l'application pour les systèmes de plus de 250 kWc du « coefficient R » (de 0 à 20 % selon les départements). Son extension à l'ensemble des catégories tarifaires, logique et souhaitable dans un souci d'optimisation de la CSPE, ne devrait donc poser aucun problème.

Si l'on veut réellement atteindre une optimisation globale du système que l'on dit vouloir poursuivre, il est impératif de prendre en compte ces trois paramètres dans la structure des tarifs d'achat.

5. Optimiser le mécanisme de l'obligation d'achat

Le soutien apporté à la filière photovoltaïque représente un effort considérable de la collectivité nationale, ce qui, autant d'un point de vue éthique que pratique, impose en tous temps, mais plus encore en période de crise économique et de rareté de l'argent public, une **transparence totale des coûts sur l'ensemble de la chaîne de valeur**.

Contrairement aux autres instruments, les tarifs d'achat autorisent cette transparence, à conditions toutefois d'en créer les conditions par quelques dispositions simples exposées ci-dessous.

5.1 Supprimer les aides fiscales, vers le « tout-tarif »

D'une manière générale, les aides financées directement ou indirectement par la fiscalité sont bien moins performantes que les tarifs d'achat, non seulement d'un point de vue macro-économique (voir plus haut), mais aussi du point de vue des opérateurs du fait de leur caractère aléatoire en termes d'éligibilité, d'accès, de disponibilité et de délais ; elles introduisent en outre un biais anti-concurrentiel en faveur des opérateurs les mieux informés et les mieux outillés pour jongler avec des dispositions fluctuantes et peu transparentes.

C'est pourquoi leur suppression partiellement réalisée par la loi de finance 2011 doit être rapidement achevée, un préalable étant que la totalité des coûts de développement, de réalisation et de fonctionnement des projets ait bien été prise en compte dans le calcul des tarifs d'achat.

Au-delà de la rationalité économique, c'est aussi un objectif de transparence vis-à-vis de ceux qui financent la politique de soutien, contribuables et consommateurs, qui peut être ainsi poursuivi.

Les enveloppes budgétaires dégagées peuvent être utilement affectées aux énergies renouvelables thermiques qui ne peuvent pas bénéficier d'un tarif d'achat (solaire thermique, bois-énergie, géothermie, ...), et aux opérations de maîtrise de l'énergie (isolation, changement de fenêtres, etc.)

5.2 Simplifier et clarifier les catégories tarifaires

Les catégories tarifaires existantes, élaborées de manière insuffisamment concertée sur la base d'une connaissance à très lointaine de la filière sont notoirement décalées par rapport aux réalités industrielles du photovoltaïque, et elles posent de nombreux problèmes.

En particulier, l'accent extrêmement fort mis sur l'intégration renforcée au bâti, pour séduisante qu'elle soit d'un point de vue intellectuel ou esthétique, comporte des défauts rédhibitoires, à commencer par le fait que la notion même d'intégration au bâti est impossible à définir de manière précise et incontestable.

En outre, l'exigence de fourniture d'étanchéité par les systèmes photovoltaïques eux-mêmes, y compris pour l'intégration dite « simplifiée » créée en janvier 2010, est source de nombreuses difficultés techniques, juridiques, économiques, assurantielles et opérationnelles qui toutes contribuent *in fine* au renchérissement des opérations et donc à une moindre efficacité globale du système d'aide en termes de coût par kWh produit.

Tout en conservant le principe d'une prime d'intégration dans le but fort louable de favoriser le développement de solutions techniques innovantes, il convient à la fois d'en clarifier si possible définitivement les critères et de ne pas en faire la seule option accessible d'un point de vue économique pour l'installation de systèmes photovoltaïques sur les bâtiments, neufs ou existants.

5.3 S'appuyer sur des indicateurs fiables d'évolution des coûts

La définition des « bons » niveaux de tarifs et leur pilotage dans le temps exigent une information objective, indépendante et incontestable sur les coûts et les prix réels des différents composants des systèmes photovoltaïques, notamment les panneaux qui constituent à la fois le principal poste et celui qui évolue le plus rapidement, mais aussi les autres composants (onduleurs, « BOS³ », main d'œuvre et dépenses de développement) qui ne connaissent pas la même dynamique de baisse, en tout cas pas dans les mêmes proportions, mais dont le poids relatif a tendance à augmenter mécaniquement du fait de la baisse du coût des panneaux.

Il existe déjà des sources d'informations répondant à ces critères de crédibilité, comme l'index établi mensuellement par la revue de référence en langue anglaise Photon International, dont l'édition francophone annoncée pour le début de l'année 2011 facilitera un égal accès de tous les opérateurs et de tous les observateurs à ces informations particulièrement stratégiques.

Il est en tout état de cause indispensable qu'une **méthode explicite et stable d'indexation soit pleinement intégrée au futur mécanisme des tarifs d'achat.**

5.4 Rendre transparent le financement par la CSPE

Pour être acceptable par tous, le principe de transparence ne doit pas s'appliquer qu'aux éléments de coûts, mais aussi à la structure même du dispositif, dont il convient de vérifier la cohérence avec les spécificités du photovoltaïque. À cet égard, la manière dont le montant de la compensation apportée par la CSPE aux acheteurs obligés, EDF et les DNN, est calculée et répercutée sur les consommateurs pose question.

En effet, en vertu de l'Article 4 du décret 2004-90 du 28 janvier 2004, la compensation correspond « à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé [par EDF et les DNN] en exécution des contrats en cause et les prix de marché de l'électricité ».

C'est la Commission de Régulation de l'Énergie (la CRE) qui est chargée sur cette base d'établir les principes de calcul de cette compensation, ce qu'elle a fait dans sa délibération du 25 juin 2009 dont il ressort que le photovoltaïque est considéré comme une « énergie aléatoire » et affecté à ce titre d'un « coefficient de puissance quasi-certaine » égal à zéro.

Pour cette catégorie, le coût évité est « la somme des coûts mensuels évités par cette énergie », eux-mêmes calculés « en appliquant, au volume mensuel considéré, la moyenne mensuelle des prix day-ahead « France » observés sur EPEX SPOT », c'est-à-dire les prix de gros à 24 heures enregistrés sur la bourse européenne de l'électricité.

Cette référence à un prix de gros moyen annuel offre l'avantage de la simplicité mais elle comporte aussi des inconvénients qui peuvent paraître mineurs tant que les volumes sous obligation d'achat restent modestes, mais deviennent problématiques dans la perspective d'un fort développement des filières renouvelables tel que tracé par le Grenelle de l'environnement.

Le premier inconvénient est précisément qu'il ne s'agit que d'un cumul annuel de moyennes mensuelles, donc un indicateur très grossier incapable de refléter les fluctuations permanentes des prix réels sur le marché Spot, qui connaît des écarts très importants entre les extrêmes dépendant de paramètres soumis à phénomènes cycliques naturels ou sociaux imbriqués à différentes échelles de temporalité (jour/nuit, semaine/week-end, été/hiver, vacances/travail, etc.) ainsi qu'à des événements climatiques imprévisibles plus ou moins ponctuels (canicule, vague de froid, tempête,...).

³ « Balance of system », qui comprend l'ensemble du matériel nécessaire à l'installation et à la connexion au réseau d'un système PV : câbles, supports, connectique, protections, etc.

Or, si les moyens de production d'électricité basés sur des flux physiques fatals, intermittents et non stockables tels que le vent, le fil de l'eau ou le rayonnement solaire ne peuvent évidemment pas être pilotés pour répondre à une pointe de demande, cela ne signifie pas pour autant que leur production ne s'inscrit à aucun moment dans des périodes de pointe de consommation et, partant, de prix de marché élevé.

C'est ainsi le cas au niveau saisonnier pour l'éolien (il y a plus de vent en hiver qu'en été), que la CRE affecte logiquement pour cette raison d'un coefficient de « puissance quasi-certaine » de 5% en été et 15% en hiver.

C'est aussi le cas au niveau journalier pour le photovoltaïque dont le pic de production à midi correspond, comme le montre le graphe ci-contre originaire de RTE, à la pointe de consommation estivale, que l'on retrouve de manière plus ou moins accentuée de mars à octobre, soit la moitié de l'année.



Il est fort peu probable, compte tenu des fluctuations importantes des prix de marché et des niveaux de production, que le coût réellement évité à l'acheteur par la production renouvelable en général, photovoltaïque en particulier, corresponde exactement au différentiel avec le prix moyen annuel calculé par la CRE.

En tout état de cause, il serait souhaitable tant du point de vue de la transparence que de celui de la réalité économique que ce **coût évité soit calculé sur une base aussi proche que possible du temps réel**, ce que permettent sans problèmes les systèmes modernes de traitement de l'information.

C'est d'ailleurs ainsi que fonctionne le système allemand dans lequel l'acheteur obligé (en l'occurrence le gestionnaire de réseau et non un fournisseur désigné, une solution qui pourrait utilement être étudiée pour la France) est tenu de vendre immédiatement sur le marché Spot l'énergie renouvelable acquise dans le cadre de l'obligation d'achat, la compensation étant ainsi calculée en référence à la valeur réelle de marché de l'électricité au moment de sa production.

Le niveau de la compensation peut donc fluctuer énormément, et il arrive même qu'elle devienne négative lorsque le prix Spot dépasse le tarif d'achat, ce qui est aujourd'hui régulièrement le cas pour l'éolien et pourrait le devenir pour le photovoltaïque dans un futur plus proche qu'il n'y paraît de prime abord.

Un deuxième inconvénient, qui impacte particulièrement le photovoltaïque, **est qu'il s'agit d'un prix de gros**. Ceci ne pose pas de problèmes lorsque l'on parle de moyens de production de forte puissance débitant sur le réseau HTA ou HTB à partir de sites dédiés sans lien avec une consommation locale - typiquement les parcs au sol de grande taille - mais introduit un biais dès lors que l'on considère des moyens de production de petite puissance en basse ou moyenne tension, associés directement à des sites de consommation dont il couvrent une part plus ou moins importante des besoins, comme c'est souvent le cas pour le photovoltaïque.

Dans une telle configuration, la production locale ne se substitue pas à des kWh « anonymes » produits on ne sait où sur la plaque électrique européenne et qu'il faudrait ensuite acheminer jusqu'au consommateur final en lui facturant les coûts afférents, mais à des kWh « consommés sur place », qui, s'ils avaient été fournis classiquement par le système électrique, auraient compris un coût de production, mais aussi de transport, de distribution et de fourniture : ceux-ci étant bien évités à l'acheteur par la production décentralisée, ils devraient logiquement être déduits de la compensation par la CSPE, ce qui n'est pas le cas.

Ainsi, tout se passe comme si la CSPE remboursait à l'acheteur un service que ce dernier ne rend pas, celui de l'acheminement et de la facturation d'une électricité qui est en réalité consommée sur le lieu même de sa production ou à proximité immédiate.

Dans le cas très banal d'un particulier équipé d'un toit photovoltaïque intégré et alimenté pour sa consommation au tarif réglementé (ex « tarif bleu », soit environ 12 c€/kWh aujourd'hui), ceci représente, si l'on prend comme référence les 65 €/MWh du prix moyen sur Pownext en 2009, un **quasi doublement du coût évité**, toutes choses égales par ailleurs.

S'il en était tenu compte dans le calcul de la CSPE, on enregistrerait *ipso facto*, au niveau du tarif d'achat d'avant la suspension, **une baisse de 10 à 13% du montant de la CSPE par kWh produit**, ce qui est loin d'être négligeable.

Cette situation est d'autant plus anormale que le producteur photovoltaïque paie déjà de son côté et au prix fort l'utilisation du réseau électrique *via* le TURPE, là aussi comme si sa production était acheminée vers le consommateur final à travers les réseaux de transport et de distribution, alors même qu'il y a toutes les chances qu'elle soit consommée chez son voisin ou le voisin de son voisin si ce n'est pas dans son propre bâtiment⁴.

On constate finalement que le service d'acheminement de l'électricité est payé deux fois alors même qu'il n'est pas rendu du tout : une première fois par les consommateurs à l'acheteur *via* la CSPE, une deuxième par les producteurs au gestionnaire de réseau *via* le TURPE.

Il conviendrait à tout le moins que **la référence pour le calcul des coûts évités soit le prix de détail du kWh livré au niveau de tension considéré**, et non le prix de gros du kWh produit sur le marché européen, et de **considérer que cette référence reste valable tant que la puissance totale de tous les moyens décentralisés de production en fonctionnement effectif raccordés sur une boucle locale de distribution est inférieure à la puissance totale de consommation appelée sur cette même boucle**, ce qui permet d'affirmer que l'électricité injectée ne « remonte » jamais au-delà du poste-source.

L'adoption d'un mode de calcul en temps réel serait en outre cohérente avec l'avènement annoncé des « réseaux intelligents » qui devront prendre en compte les productions décentralisées en termes de gestion technique des réseaux locaux, mais aussi introduire et exploiter des batteries de signaux économiques visant à optimiser le fonctionnement du système électrique, en consommation et en production, dans un objectif global de réduction des impacts environnementaux et de moindre dépendance des facteurs économiques et géopolitiques exogènes.

C'est dans cette optique que les autorités allemandes ont introduit depuis 2009 un tarif d'auto-consommation, visant à inciter les producteurs à n'injecter que les surplus d'électricité non-consommée, à améliorer ainsi l'adéquation temporelle entre production et consommation et à moins solliciter le réseau : cette option, encore très peu utilisée Outre-Rhin, pourrait faire l'objet de réflexion et d'études prospectives pour un horizon de temps où la puissance installée sur des bâtiments consommateurs commencera à devenir significative.

⁴ Il serait d'ailleurs légitime pour cette raison de mettre en place un « TURPE de proximité » à prix réduit reflétant au moins partiellement l'économie effective de réseau et la réduction des pertes en lignes tout en donnant un signal positif en faveur de la production décentralisée.

6. Propositions opérationnelles

La suspension de l'obligation d'achat et l'ouverture de la concertation annoncée créent l'opportunité d'une remise à plat complète, au-delà des seules questions de niveau tarifaire, du dispositif global de soutien à la filière photovoltaïque.

Déoulant des constats et des analyses développées dans les chapitres précédents, les propositions ci-dessous visent, tout en rentrant parfaitement dans le cadre de l'impératif de maîtrise des coûts pour la CSPE mis en avant pour justifier la suspension des tarifs d'achat, à assurer dans la durée une optimisation du système propre à satisfaire à la fois les exigences d'efficacité, de transparence et de confiance entre toutes les parties prenantes : pouvoirs publics, acteurs de la filière, producteurs, consommateurs et contribuables.

Elles forment un ensemble cohérent et prendront tout leur sens si elles sont adoptées simultanément, chacune d'entre elle prise séparément pouvant difficilement répondre à l'ensemble de ces exigences.

6.1 Modifications de la structure tarifaire

Comme exposé plus haut, le double objectif de dynamisation du marché et d'optimisation de l'usage de la CSPE doit conduire à **garantir une rentabilité raisonnable à toutes les catégories de projets**, et donc à prendre en compte dans la structure des tarifs l'ensemble des paramètres qui peuvent affecter cette rentabilité :

❖ le **type de mise en œuvre**, avec toujours trois catégories mais suivant des critères clarifiés :

- système **intégré au bâti, avec exigence d'étanchéité** ou mise en œuvre de solutions spécifiques ayant reçu les agréments nécessaires conformément aux arrêtés tarifaires successifs
- système **posé sur bâti ou structure urbaine, sans exigence d'étanchéité**, englobant le traitement en « cinquième façade », la surimposition sur toiture pentue, la pose sur châssis en toiture-terrasse, les ombrières de parking et les murs antibruit,
- système **posé au sol**, dans le respect des prescriptions d'usage des sols et de protection de l'environnement et dans la limite réglementaire des 12 MW.

❖ la **taille des systèmes**, avec quatre seuils calés par souci de simplification et d'homogénéisation sur ceux utilisés pour le raccordement au réseau, et pour cette raison exprimés en kVA ou MW, ce qui correspond à la puissance maximale en sortie d'onduleur, et non en kWc (kilowatts-crête), qui est une unité spécifique correspondant à la puissance maximale théorique des seuls modules et à ce titre peu pertinente en matière de raccordement et de tarifs :

- 3 kVA, limite actuelle de puissance pour les particuliers
- 36 kVA, limite de la très basse tension
- 250 kVA, limite de la basse tension
- 1 MW, qui n'est pas un seuil de raccordement à proprement parler, mais permet de tenir compte des effets d'échelle spécifiques atteints autour de cette puissance.

Ces **quatre seuils de puissance**, applicables aux **systèmes intégrés ou posés sur bâtiment ou structure urbaine**, devraient être assortis d'un taux dégressivité correspondant à la réalité économique actuelle selon le tableau ci-dessous :

Puissance	<36 kVA	36 à 250 kVA	250 kVA à 1 MW	> 1 MW
Tarif =	T	T- 5%	T-12%	T-20%

Ainsi une gamme de 10 catégories de tarifs pourrait être définie :

- ⇒ systèmes intégrés au bâti inférieurs à 3 kVA, réservé aux particuliers
- ⇒ systèmes intégrés au bâti de moins de 36 kVA
- ⇒ systèmes intégrés au bâti de plus de 36 kVA et de moins de 250 kVA
- ⇒ systèmes intégrés au bâti de plus de 250 kVA et de moins de 1 MW
- ⇒ systèmes intégrés au bâti de plus de 1 MW
- ⇒ systèmes posés sur bâtiment ou structure urbaine de moins de 36 kVA
- ⇒ systèmes posés sur bâtiment ou structure urbaine de plus de 36 kVA et de moins de 250 kVA
- ⇒ systèmes posés sur bâtiment ou structure urbaine de plus de 250 kVA et de moins de 1 MW
- ⇒ systèmes posés sur bâtiment ou structure urbaine de plus de 1 MW
- ⇒ systèmes posés au sol

❖ la **localisation** avec idéalement la « personnalisation » du coefficient de pondération dans une proportion de + 20% maximum sur une maille de 1 X 1 km en utilisant la base de données d'ensoleillement de l'Union Européenne PV-GIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>), à défaut en généralisant l'application du coefficient R instauré par l'arrêté du 16 janvier 2010 à tous les types de mise en œuvre et à toutes les catégories de puissance.

Ce coefficient étant compris entre 0 et 20% suivant les départements, son application systématique à tous les tarifs conduit à un total de 200 niveaux de tarifs différents. Afin de ne pas surcharger inutilement l'effort de compréhension de la présente étude, il sera fait référence dans la suite à **trois niveaux de coefficient, correspondant aux zones Sud, Centre et Nord de la France**.

Enfin, deux pistes complémentaires d'évolution pourraient être explorées dans le futur proche :

- ⇒ L'introduction d'un « tarif d'auto-consommation » sur le modèle allemand (voir plus haut) pourrait être envisagée, notamment dans la perspective du « bâtiment à énergie positive » à horizon 2020, mais cela nécessiterait de mettre en place un dispositif de comptage adéquat qu'il conviendrait d'expérimenter préalablement : c'est pourquoi il semble préférable de repousser cette éventualité à une future révision tarifaire, lorsque le marché français sera bien établi et que le retour d'expérience Outre-Rhin aura permis de vérifier la viabilité de ce concept séduisant mais quelque peu difficile à appréhender d'un point de vue opérationnel.
- ⇒ Une solution alternative et probablement efficace de différenciation tarifaire consistant à **faire varier non pas le niveau des tarifs mais la durée des contrats d'achat en fonction des catégories** et des modulations : un même tarif par kWh pourrait par exemple durer 20 ans pour les systèmes intégrés < 36 kVA, 14 ans pour les systèmes surimposés et 11 ans pour les systèmes au sol. Cette hypothèse mériterait d'être travaillée en détail pour voir dans quelle mesure elle pourrait utilement se substituer aux actuelles modulations par niveaux de tarif.

6.2 Actualisation des niveaux de tarifs

Un système tarifaire optimisé doit permettre d'atteindre à terme la **convergence simultanée des prix et des tarifs avec l'Allemagne**, marché de référence au niveau mondial où les coûts d'investissement sont 20 à 30 % moins élevés qu'en France pour des projets équivalents.

Cet écart significatif s'explique bien entendu par la différence importante de puissance installée annuellement, avec un facteur de l'ordre de 20 entre les deux pays en 2009 et 2010 (300 et 450 MWc contre 7 000 et 8 000 respectivement), mais aussi par **des coûts de développement et de transaction nettement plus élevés**, essentiellement dus à des délais d'instruction des dossiers administratifs et des demandes de raccordement au réseau considérablement plus longs et plus compliqués. L'étude comparative européenne « PV-legal » situe ainsi cet écart entre 13 et 20% (<http://www.pvlegal.eu/results/pv-industry-survey.html>)

La **simplification des procédures administratives** et le **raccourcissement des délais d'instruction des dossiers**, tant de la part des services de l'État que de celle des gestionnaires de réseaux et des acheteurs obligés, doivent ainsi être considérés comme des **impératifs économiques** permettant d'accélérer la réduction des coûts et l'optimisation de la CSPE.

L'objectif de convergence avec les tarifs d'achat allemands doit quant à lui, compte tenu de l'écart des volumes et des différences de pratiques des deux côtés du Rhin, être réalisé par étapes progressives dans une logique de rattrapage rendu possible par le développement du marché, qui doit rester l'objectif premier des prochaines années.

C'est pourquoi il convient de définir **le point de départ des nouveaux tarifs** en fonction de la **réalité actuelle des prix sur le marché français** pour les différentes typologies et différentes puissances de systèmes, et d'un **objectif de convergence à moyen terme** avec les prix sur le marché allemand.

Ceci pourrait conduire à dire d'expert à la grille tarifaire suivante pour 2011 pour la zone « Sud » :

- ⇒ **systèmes < 3kWc intégrés au bâti sur habitat individuel** = 45 c€/kWh
- ⇒ **systèmes intégrés au bâti, assurant l'étanchéité ou une fonction architecturale** = 37 c€ /kWh
- ⇒ **systèmes posés sur bâtiment ou sur structure urbaine** = 32 c€/kWh
- ⇒ **systèmes posés au sol** = 25 c€/kWh

Ces niveaux correspondent à une réduction significative par rapport à l'arrêté de septembre 2010, mais ils restent acceptables pour les acteurs du marché.

en c€/kWh	tarifs sept. 2010	proposition 2011	taux de réduction
intégré <3kVA	58	45	-22%
intégré > 3kVA	44	37	-16%
posé sur bâti (intégré simplifié)	37	32	-14%
posé au sol	27,6	25	-9%

Le tableau ci-dessous donne la grille complète de tarifs qui découleraient des tarifs de base ci-dessus, ainsi que les coûts d'investissement en €/Wc permettant d'obtenir dans tous les cas un TRI de l'ordre de 5%, qui correspondent à la fourchette basse des prix actuellement constatés sur le marché français.

Proposition de tarifs pour 2011		< 3 kVA		< 36 kVA		36-250 kVA		250 kVA - 1 MW		> 1 MW	
		tarif (c€/kWh)	coût d'équilibre €/Wc	tarif (c€/kWh)	coût d'équilibre €/Wc	tarif (c€/kWh)	coût d'équilibre €/Wc	tarif (c€/kWh)	coût d'équilibre €/Wc	tarif (c€/kWh)	coût d'équilibre €/Wc
Intégré au bâti	Sud	45,0	5,2	37,0	4,6	35,2	4,4	32,6	4,1	27,8	3,5
	Centre	49,5	4,8	40,7	4,3	38,7	4,1	35,8	3,8	30,5	3,3
	Nord	54,0	4,1	44,4	3,8	42,2	3,5	39,1	3,2	33,3	3
posé sur bâti	Sud	32,0	3,7	32,0	4,1	30,4	3,9	28,2	3,5	24,0	3,3
	Centre	35,2	3,3	35,2	3,8	33,4	3,5	31,0	3,3	26,4	3,1
	Nord	38,4	2,9	38,4	3,3	36,5	3,1	33,8	3	28,8	2,9
posé au sol	Sud	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	25,0	2,8	25,0	3,1
	Centre	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	27,5	2,6	27,5	2,8
	Nord	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	30,0	2,3	30,0	2,5

Un niveau plus bas des tarifs, en prenant par exemple comme référence les prix allemands, risquerait d'exercer une pression trop forte à l'importation de modules à bas coût fabriqués hors d'Europe, mais on verra plus loin que les niveaux proposés permettent tout de même d'atteindre le double objectif d'efficacité et de maîtrise du montant de la CSPE.

Cette proposition est en outre cohérente avec l'écart des prix et des tarifs constaté avec le marché allemand de l'ordre de 20%, à l'exclusion d'une part du tarif « <3 kW » qui est une spécificité française, d'autre part des parcs au sol qui sont développés et construits par des acteurs de taille plus importante ayant accès aux prix des marchés internationaux, l'écart résiduel représentant la différence des coûts de développement et d'apprentissage.

en c€/kWh	France	Allemagne	Écart
<3kVA (n.a.)	48	32,88	-32%
<36 kVA (<30)	40,7	32,88	-19%
36-250 (30-100)	35,2	31,27	-11%
250-1000 (100-1000)	32,6	29,59	-9%
>1000 (id°)	27,8	24,67	-11%
au sol (id°)	27,5	25,3	-8%

6.3 Mécanisme d'indexation

L'objectif principal des tarifs d'achat étant d'accélérer la baisse des coûts et des prix, les modalités d'indexation doivent faire partie intégrante du dispositif et être transparentes.

Il s'agit d'un exercice délicat, pris en étau entre le risque de générer des situations de rentes indues si le rythme de l'indexation est trop lent par rapport aux évolutions constatées et celui de « tuer le marché » si au contraire ce rythme est trop rapide par rapport aux réalités industrielles.

Ceci est d'autant plus sensible que la dynamique globale structurellement baissière sur le moyen et long terme s'accompagne sur le court terme de mouvements qui peuvent faire fortement varier l'ampleur de cette tendance si on la mesure par exemple sur une base annuelle. On a ainsi enregistré une baisse des prix de plus de 10% en 2008, de près de 30% en 2009, puis à nouveau de 10% en 2010 et l'on s'attend pour 2011 à nouveau une baisse supérieure.

Le prix des modules exerce une influence prépondérante sur le prix des systèmes complets dont ils représentent encore entre 50 à 70% des coûts totaux malgré la tendance à la réduction « mécanique » de leur poids relatif expliquée plus haut, et leurs prix dépendent, outre des coûts de production proprement dit, de nombreux facteurs conjoncturels qui peuvent intervenir tout au long de la chaîne de valeur, mais aussi des décisions stratégiques des sphères industrielles, énergétiques et politiques.

Il faut dans ce contexte se garder deux écueils symétriques : une trop grande rigidité figeant plusieurs années à l'avance la baisse des tarifs ou au contraire une trop grande flexibilité en fonction d'éléments plus conjoncturels que structurels créant une incertitude permanente et interdisant de ce fait toute décision ferme d'investissement.

De ce point de vue le système de « **corridor annuel** » mis en place en Allemagne en 2007 après de longues négociations entre le gouvernement et l'industrie photovoltaïque, qui consiste à prévoir une **indexation forfaitaire minimale à la baisse en fin d'année**, à laquelle s'ajoute automatiquement, le cas échéant en cours d'année, **un point additionnel de baisse par tranche de puissance installée** (et non de demandes de raccordement) au-delà d'un seuil fixé à l'avance, peut être considéré comme un modèle du genre car il permet de concilier les intérêts de toutes les parties prenantes.

À l'inverse, un système de révision trimestrielle comme proposé par certains introduirait une incertitude permanente quant à l'éligibilité de chaque projet à tel ou tel niveau de tarif qui s'ajouterait à celle déjà très pénalisante concernant les délais d'instruction et de traitement des différentes démarches obligatoires (autorisation d'exploiter, permis de construire, raccordement au réseau, contrat d'achat, etc.).

Elle serait à coup sûr catastrophique pour l'immense majorité des acteurs de la filière en rendant de fait impossible le financement des projets, excepté pour les très gros opérateurs qui peuvent assumer cette incertitude sans risquer de se mettre en grave difficulté financière ; sa mise en place révélerait le choix politique majeur, qu'il soit explicite ou non, de favoriser la seule catégorie des grandes entreprises du secteur de l'énergie, au détriment de la grande diversité offerte par le caractère décentralisé du photovoltaïque et qui doit être considérée comme une opportunité.

Sauf à vouloir délibérément bloquer le développement du photovoltaïque, une telle hypothèse n'est en tout état de cause pas envisageable tant que le marché n'aura pas atteint un volume annuel très significatif, au bas mot plusieurs milliers de mégawatts par an de systèmes effectivement installés (et non simplement projetés), ni tant que les délais de traitement administratif des dossiers n'auront pas été ramenés à des proportions raisonnables et garanties.

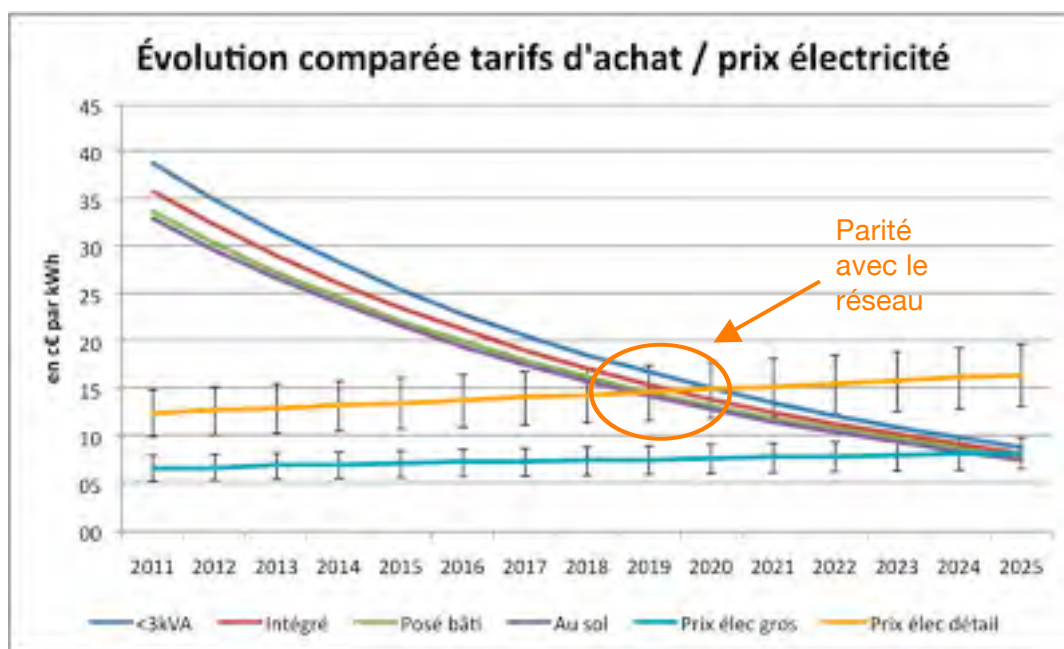
Si l'Allemagne a connu en 2010 une baisse 6 mois (et non 3) après la précédente au lieu de 12 comme prévu, c'est de manière exceptionnelle dans un marché annuel 15 à 20 fois supérieur à celui de la France, avec une puissance totale installée avoisinant les 20 GW, et la mise en place d'un système d'indexation trimestriel n'y est pas à l'ordre du jour malgré les discussions quasi permanentes sur la baisse des tarifs.

Pour les besoins de la présente étude **une baisse annuelle forfaitaire de 10% telle que prévue par l'arrêté du 31 août 2010** a été appliquée à tous les tarifs sur la durée totale de leur mise en œuvre, en considérant implicitement que la puissance annuelle correspond à un « corridor » qui ne serait jamais dépassé : on verra plus loin que ce choix plutôt conservateur compte tenu des perspectives réelles de baisse des coûts permet de garantir l'efficacité du dispositif dans la perspective de l'atteinte de la « parité avec le réseau » qui devrait intervenir à partir de 2020.

L'évolution des différents tarifs entre 2011 et 2020 en fonction des propositions formulées ci-dessus est résumée par le graphique ci-dessous, les détails de chaque catégorie étant donnés dans les tableaux de la page suivante.

L'augmentation des prix de l'électricité a été fixée de manière prudente à 1,5% par an pour le marché de gros et 2% pour le marché de détail, assortis d'une incertitude de $\pm 20\%$ autour de ces chiffres.

Le graphique ci-dessous compare l'évolution de ces deux éléments et montre bien que le dispositif proposé est cohérent avec la perspective de plus en plus admise par l'industrie et les observateurs de « parité avec le réseau » aux alentours de 2020.



EVOLUTION DES TARIFS D'ACHATS PAR CATEGORIES ET NIVEAUX ENTRE 2011 ET 2020

sur la base des hypothèses exposées aux § précédent (4 catégories, 5 seuils de puissance, coefficient R généralisé, baisse de 10%/an)

Évolution tarifaire 2011-2015		2011					2012					2013					2014					2015				
		<3	<36	36-250	250-1000	>1000	<3	<36	36-250	250-1000	>1000	<3	<36	36-250	250-1000	>1000	<3	<36	36-250	250-1000	>1000	<3	<36	36-250	250-1000	>1000
intégré bâti	Sud	45,0	37,0	35,2	32,6	27,8	40,5	33,3	31,6	29,3	25,0	36,5	30,0	28,5	26,4	22,5	32,8	27,0	25,6	23,7	20,2	29,5	24,3	23,1	21,4	18,2
	Centre	49,5	40,7	38,7	35,8	30,53	44,6	36,6	34,8	32,2	27,47	40,1	33,0	31,3	29,0	24,73	36,1	29,7	28,2	26,1	22,25	32,5	26,7	25,4	23,5	20,03
	Nord	54,0	44,4	42,2	39,1	33,3	48,6	40,0	38,0	35,2	30,0	43,7	36,0	34,2	31,6	27,0	39,4	32,4	30,7	28,5	24,3	35,4	29,1	27,7	25,6	21,8
posé bâti	Sud	n.a.	32,0	30,4	28,2	24,0	n.a.	28,8	27,4	25,3	21,6	n.a.	25,9	24,6	22,8	19,4	n.a.	23,3	22,2	20,5	17,5	n.a.	21,0	19,9	18,5	15,7
	Centre	n.a.	35,2	33,4	31,0	26,40	n.a.	31,7	30,1	27,9	23,76	n.a.	28,5	27,1	25,1	21,38	n.a.	25,7	24,4	22,6	19,25	n.a.	23,1	21,9	20,3	17,32
	Nord	n.a.	38,4	36,5	33,8	28,8	n.a.	34,6	32,8	30,4	25,9	n.a.	31,1	29,5	27,4	23,3	n.a.	28,0	26,6	24,6	21,0	n.a.	25,2	23,9	22,2	18,9
posé sol	Sud	25,0					22,5					20,3					18,2					16,4				
	Centre	27,5					24,8					22,3					20,0					18,0				
	Nord	30,0					27,0					24,3					21,9					19,7				

Évolution tarifaire 2015-2020		2016					2017					2018					2019					2020				
		<3	<36	36-250	250-1000	>1000	<3	<36	36-250	250-1000	>1000	<3	<36	36-250	250-1000	>1000	<3	<36	36-250	250-1000	>1000	<3	<36	36-250	250-1000	>1000
intégré bâti	Sud	26,6	21,8	20,8	19,2	16,4	23,9	19,7	18,7	17,3	14,7	21,5	17,7	16,8	15,6	13,3	19,4	15,9	15,1	14,0	11,9	17,4	14,3	13,6	12,6	10,8
	Centre	29,2	24,0	22,8	21,1	18,02	26,3	21,6	20,5	19,0	16,22	23,7	19,5	18,5	17,1	14,60	21,3	17,5	16,6	15,4	13,14	19,2	15,8	15,0	13,9	11,83
	Nord	31,9	26,2	24,9	23,1	19,7	28,7	23,6	22,4	20,8	17,7	25,8	21,2	20,2	18,7	15,9	23,2	19,1	18,2	16,8	14,3	20,9	17,2	16,3	15,1	12,9
posé bâti	Sud	n.a.	18,9	18,0	16,6	14,2	n.a.	17,0	16,2	15,0	12,8	n.a.	15,3	14,5	13,5	11,5	n.a.	13,8	13,1	12,1	10,3	n.a.	12,4	11,8	10,9	9,3
	Centre	n.a.	20,8	19,7	18,3	15,59	n.a.	18,7	17,8	16,5	14,03	n.a.	16,8	16,0	14,8	12,63	n.a.	15,2	14,4	13,3	11,36	n.a.	13,6	13,0	12,0	10,23
	Nord	n.a.	22,7	21,5	20,0	17,0	n.a.	20,4	19,4	18,0	15,3	n.a.	18,4	17,4	16,2	13,8	n.a.	16,5	15,7	14,5	12,4	n.a.	14,9	14,1	13,1	11,2
posé sol	Sud	14,8					13,3					12,0					10,8					9,7				
	Centre	16,2					14,6					13,2					11,8					10,7				
	Nord	17,7					15,9					14,3					12,9					11,6				

7. Conséquences du dispositif proposé sur la CSPE

7.1 Un impératif : maîtriser la charge annuelle et globale

La maîtrise du poids du photovoltaïque sur la CSPE, et par conséquent sur le pouvoir d'achat des Français est un impératif qui doit être partagé par tout le monde.

Suite à la crainte d'un dérapage qui a conduit le gouvernement à instaurer le moratoire, la Ministre du Développement Durable en charge de ce dossier a clairement fixé l'objectif du **maintien du coût annuel pour la CSPE en dessous de la barre de 2 milliards d'Euros**⁵.

Le dispositif proposé s'inscrit totalement dans cet objectif en adoptant une démarche rationnelle consistant d'abord à chercher les moyens **d'optimiser l'utilisation de chaque Euro de CSPE** apporté, ensuite à **établir des règles claires et stables d'évolution dans le temps** de façon à offrir une visibilité suffisante à tous les acteurs économiques et institutionnels, enfin à **évaluer la puissance maximale totale** qu'il sera possible d'installer en respectant la contrainte initiale.

7.2 Une nécessité : réviser le mode de calcul de la compensation par la CSPE

La compensation « au coût évité en temps réel » inspirée du modèle en vigueur en Allemagne est sans nul doute le système économiquement le plus juste et le plus efficace, mais il nécessite la mise en place d'outils et de procédures adaptés, qui ne peuvent se justifier qu'à partir d'un certain volume de production d'électricité renouvelable.

Dans l'attente, il est proposé par simplification que, **pour les systèmes intégrés ou non installés sur des bâtiments à usage d'activité permanente réelle** (logement, bureaux, commerce, industrie, santé, enseignement, etc.) dont la consommation d'électricité est au moins égale à 80 % de la production photovoltaïque envisagée, la compensation par la CSPE soit calculée **en référence au prix moyen de détail de l'électricité dans la gamme de puissance considérée pour l'année durant laquelle a lieu la production**.

En revanche, pour les bâtiments à usage de stockage ou de simple protection de biens (entrepôts, hangars, parkings,...) comme pour les parcs au sol, la référence resterait le prix de gros de l'électricité.

Une puissance de raccordement supérieure ou égale à 1 MW constituerait une limite pertinente entre les deux régimes de calcul de la CSPE, puisque l'immense majorité des puissances inférieures à ce seuil concerne des systèmes sur bâti ou sur structure urbaine, donc à proximité de sites de consommation, et que, au-delà, il peut s'agir soit de parcs au sol, soit de hangars ou d'entrepôts dont les besoins en électricité ont peu de chances, sauf cas exceptionnel, de correspondre à la production photovoltaïque.

7.3 Une certitude : l'extinction à terme de la CSPE photovoltaïque

Tout en offrant la visibilité requise par les opérateurs du marché, le mécanisme proposé garantit que **l'augmentation du poids de la CSPE ne se poursuivra pas au-delà du moment où la parité avec le réseau aura été effectivement atteinte**, c'est-à-dire très probablement pas au-delà de 2020. En revanche, l'effet des derniers contrats d'achat qui auront été signés à cette date s'étalera sur les 20 années suivantes en diminuant progressivement jusqu'à extinction complète : c'est pourquoi il est nécessaire pour bien comprendre l'impact de la CSPE de prendre en compte la totalité du cycle en intégrant les données jusqu'à l'année 2041.

⁵ ⁵ cf article du 23/12/2010 sur : <http://tecsol.blogspot.com>

Afin de ne pas compliquer inutilement l'analyse développée ci-dessous qui se situe dans cette temporalité, il n'a pas été tenu compte de l'inflation (qui a donc été implicitement neutralisée), ni de scénarios extrêmes d'augmentation du prix de l'électricité sur la marché (les taux sont maintenus constants sur 30 ans).

7.4 Un choix à prendre en compte : le plafonnement de la CSPE en Euros

Le succès inattendu des tarifs d'achat qui a conduit à un développement jugé trop rapide et finalement à leur suspension provisoire a en tout cas fait la démonstration du dynamisme de la filière, non seulement sur l'aval à travers la conception, installation et mise en service des systèmes, mais aussi sur l'amont avec l'émergence sur le territoire français d'une industrie de production de modules et de composants.

Si l'on ne veut pas que le moratoire se transforme en arrêt de mort de cette filière pourvoyeuse d'activité économique, d'emplois et de rentrées fiscales, qui s'est montrée capable d'atteindre des objectifs fixés pour 2020 en quelques années seulement, il convient de s'interroger sur la pertinence même de ces objectifs et surtout de leur maintien tels quels à l'issue du moratoire à partir du moment où le nouveau dispositif garantit la maîtrise du poids sur la CSPE.

En effet, dès lors que l'État affirme vouloir plafonner le coût du dispositif, ce qui est parfaitement légitime et rationnel, le bon sens impose que la puissance installée devienne une variable découlant du coût de la CSPE par kWh produit, ce dernier découlant lui-même des dispositions tarifaires retenues, et non un objectif en soi lui aussi plafonné, faute de quoi ce serait une forme de « double peine » qui s'appliquerait, avec à la clé une certitude d'inefficacité.

Dans ces conditions, l'objectif d'optimisation du dispositif doit conduire à **regarder quelle puissance totale installée il est possible d'envisager sous la contrainte d'un plafonnement de la CSPE à 2 milliards d'Euros par an, et d'en mesurer l'élasticité.**

7.5 Une conséquence logique : la possibilité de réviser les objectifs

Dans la perspective décrite plus haut, l'exercice mené consiste à envisager un doublement, puis un triplement de l'objectif de 5,4 GW de la PPI à partir d'hypothèses de puissance annuelle installée permettant d'atteindre respectivement 11 GW et 16 GW⁶ en 2020 fournies ci-dessous

en MW		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Objectif 11 GW	Puissance installée annuelle		450	600	800	1 000	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
	Puissance totale en service en fin d'année	450	900	1 500	2 300	3 300	4 400	5 500	6 600	7 700	8 800	9 900	11 000
Objectif 16 GW	Puissance installée annuelle		450	800	1 100	1 300	1 400	1 500	1 600	1 700	1 800	1 900	2 000
	Puissance totale en service en fin d'année	450	900	1 700	2 800	4 100	5 500	7 000	8 600	10 300	12 100	14 000	16 000

⁶ l'objectif de 16 GW peut paraître élevé dans le contexte actuel, mais il faut rappeler qu'il est inférieur à la puissance totale installée Outre-Rhin fin 2010 et représente moins d'un tiers de l'objectif allemand pour 2020 (54 GW).

La répartition entre les différentes catégories de puissance et de « coefficient R » a ensuite été fixée de façon « moyenne » en première approche, une analyse de sensibilité permettant d'évaluer et de comparer les conséquences de différents scénarios relatifs à ces paramètres.

⇒ La **répartition entre les différentes catégories de puissance** a été prise de manière homothétique par rapport au bilan des systèmes en fonctionnement au 1^{er} septembre 2010 tel que fourni par ErDF, soit, en puissance cumulée :

- 40% de moins de 3kVA
- 17% entre 3 kVA et 36 kVA
- 21% entre 36 et 250 kVA
- 5% entre 250 kVA et 1 MW
- 17% de plus de 1 MW

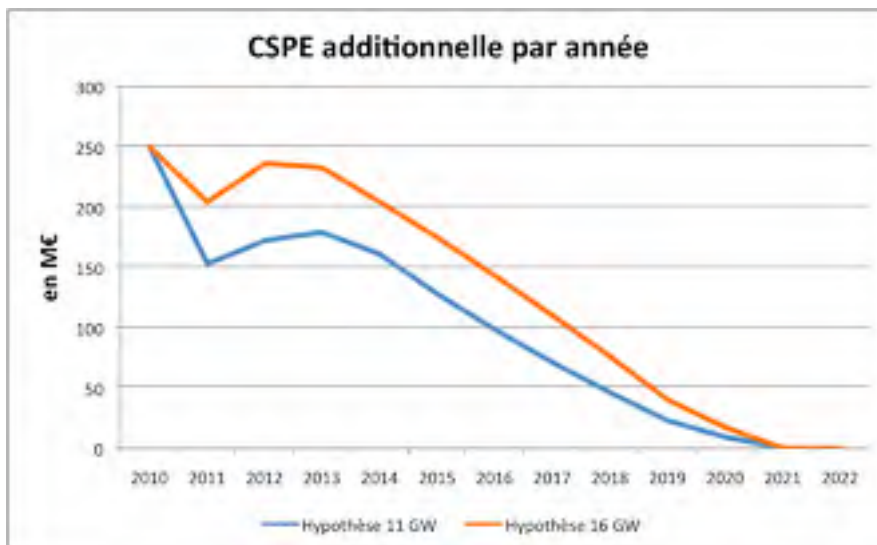
Le graphique ci-dessous tient compte de cette répartition en fonction de la limite de 1 MW utilisée pour le mode de calcul de la compensation par la CSPE.



⇒ La **répartition entre les différents niveaux du coefficient « R »** a été choisie en définissant par simplification 3 zones bénéficiant d'un bonus par pas de +10% (Sud : 0, Centre : +10%, Nord : +20%), en leur affectant arbitrairement un pourcentage de la puissance totale installée (Sud : 45%, Centre : 35%, au Nord : 20%) et en calculant l'électricité produite à partir de ratios conventionnels (Sud : 1200kWh/kWc, Centre : 1000 kWh/kWc, Nord : 800 kWh/kWc) correspondant à la réalité physique moyenne.

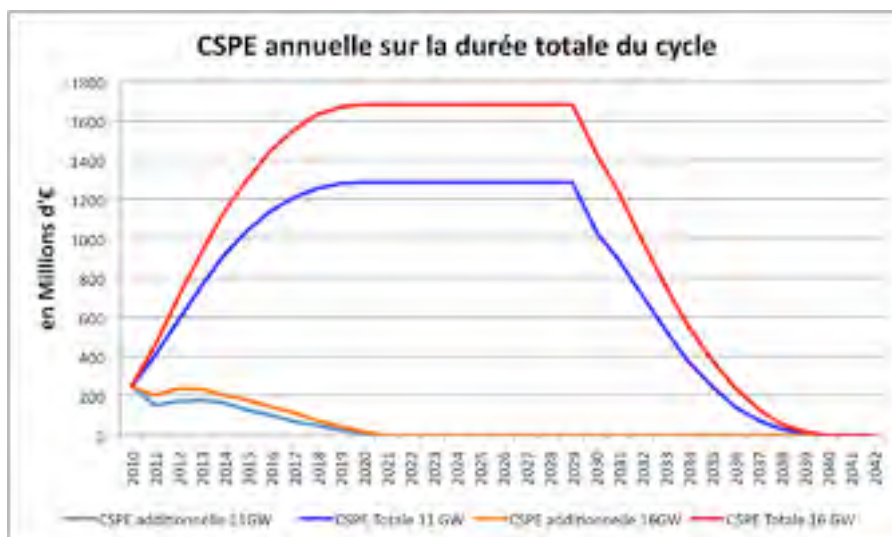
7.6 L'impact sur la CSPE

Les projections faites sur la base des clés de répartition ci-dessus en appliquant les dispositions tarifaires détaillées au §6 donnent la courbe ci-dessous pour l'augmentation annuelle du poids de la CSPE :



On voit ainsi qu'après la mise en place des nouveaux critères, la CSPE augmente chaque année pendant 3 ans de 180 ou 230 millions d'Euros selon que l'on prend l'hypothèse 11 ou 16 GW, puis diminue ensuite régulièrement dans les deux cas jusqu'à l'extinction intervenant en 2021, lorsque la parité avec le réseau aura été atteinte.

Quant au coût total annuel de l'obligation d'achat photovoltaïque pour la CSPE sur l'ensemble du cycle, y compris les coûts occasionnés par les contrats déjà en cours, il passerait progressivement de 500 millions d'€ en 2011 à 1,3 ou 1,7 milliards d'€ en 2019 suivant l'hypothèse « 11 GW » ou « 16 GW » pour se stabiliser à ce niveau jusqu'en 2031 et décroître ensuite, au fur et à mesure de l'arrivée à terme des contrats en cours, pour être totalement annulé en 2041.



On constate donc que les hypothèses examinées laissent d'appréciables marges de manœuvre si d'aventure la réalité ne correspondait pas à ce qui est attendu, notamment en matière de baisse des coûts d'investissement. En outre le chiffrage ne tient pas compte du fait qu'avec l'extinction de l'obligation d'achat consécutive à l'atteinte de la parité avec le réseau, l'impact de la production photovoltaïque sur la CSPE sera inversé et deviendra négatif, puisque la production pourra être vendue directement sur le marché et être par conséquent soumise à la CSPE comme toutes les autres sources : il conviendrait en toute rigueur de modéliser cette contribution venant en déduction du poids global sur la CSPE du soutien tarifaire au photovoltaïque, ce qui n'a pas été fait dans le cadre du présent exercice.

On constate en tout état de cause que, pour ce scénario que l'on peut considérer comme « moyen » en termes d'hypothèses de répartition entre les différentes catégories de systèmes, **le plafond de 2 milliards d'Euros de poids annuel de la CSPE serait respecté dans tous les cas, y compris dans l'hypothèse d'un objectif de 16 GW en 2020.**

Afin de déterminer s'il y a réellement intérêt à privilégier cet objectif au-delà du seul critère de puissance installée, il peut être utile d'opérer une comparaison d'un certain nombre d'indicateurs entre cette hypothèse et celle d'un simple doublement de la PPI (11 GW). Le tableau ci-dessous donne, sur la base d'une durée de vie de 30 ans des installations, des chiffres significatifs en matière énergétique, économique et sociale qui permettent cette comparaison⁷.

Indicateur	unité	hypothèse basse	hypothèse haute	Différence
Puissance totale installée en 2020	GW	11	16	45%
Production totale cumulée 2011-2040	TWh	288,3	415,4	44%
CSPE totale cumulée 2011-2040	Md€	25,53	33,8	32%
CSPE annuelle moyenne	Md€	1,3	1,7	32%
CSPE moyenne par kWh	€/kWh	0,089	0,081	-8%
Chiffre d'affaires total sur 10 ans	Md€	20,7	30,1	45%
Nb moyen annuel d'emplois	nb	45 450	67 950	50%
Coût annuel par emploi pour la CSPE	€	28 082	24 872	-11%

Malgré un coût total supérieur de 32%, l'hypothèse « 16 GW », tout en coûtant 7% moins cher par kWh produit, permet 44% de production d'électricité supplémentaire, génère 50% d'emploi de plus pour un coût 10% moins élevé par emploi : on voit donc que les bénéfices retirés du choix de cette fourchette haute sont proportionnellement nettement supérieurs à son coût additionnel.

En outre, comme on peut le voir en se reportant au tableau du bas de la page 21, le rythme de progression de la puissance installée dans l'hypothèse basse ne permettrait pas de refléter le dynamisme de la filière enclenché par la grille tarifaire en vigueur jusqu'au 9 décembre et imposerait rapidement un « bridage » de fait autour de 1,1 GW/an, ce qui risquerait de dissuader les investissements industriels et de ralentir la baisse des coûts.

Dans ces conditions, tout plaide pour que ce soit l'hypothèse « 16 GW » qui soit privilégiée,

7.7 Analyse de sensibilité selon les scénarios de répartition

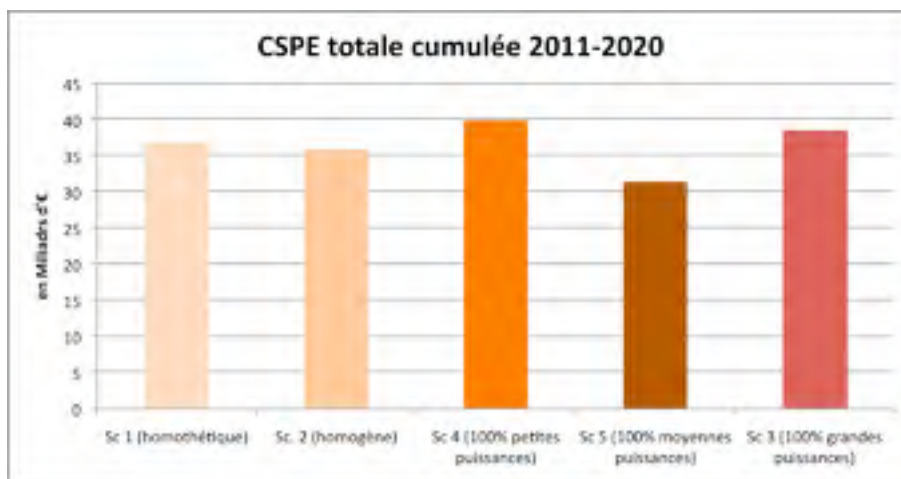
Afin de compléter l'analyse et de donner des indications sur les segments de marchés les plus pertinents à développer, une analyse de sensibilité a été réalisée sur la base de 5 scénarios de répartition entre les différentes catégories de tarifs, tout en conservant la même répartition en ce qui concerne la localisation géographique (Sud/Centre/Nord) :

- ⇒ scénario 1 : maintien à l'identique de la répartition constatée au 01/09/2010 (cf supra)
- ⇒ scénario 2 : répartition homogène entre les 5 catégories (20% chacune)
- ⇒ scénario 3 : 100% sur des systèmes de petite puissance (<3kVA intégré), typiquement des toitures de maisons individuelles

⁷ l'évaluation du nombre d'emplois créés s'appuie sur les statistiques établies par l'association européenne de l'industrie photovoltaïque EPIA – cf www.epia.org

- ⇒ scénario 4 : 100% sur des systèmes de puissance moyenne (36 kVA à 1 MW), typiquement des toitures et façades de bâtiments en milieu urbain ou rural
- ⇒ scénario 5 : 100% sur des systèmes de grande puissance (>1MW), typiquement des parcs au sol

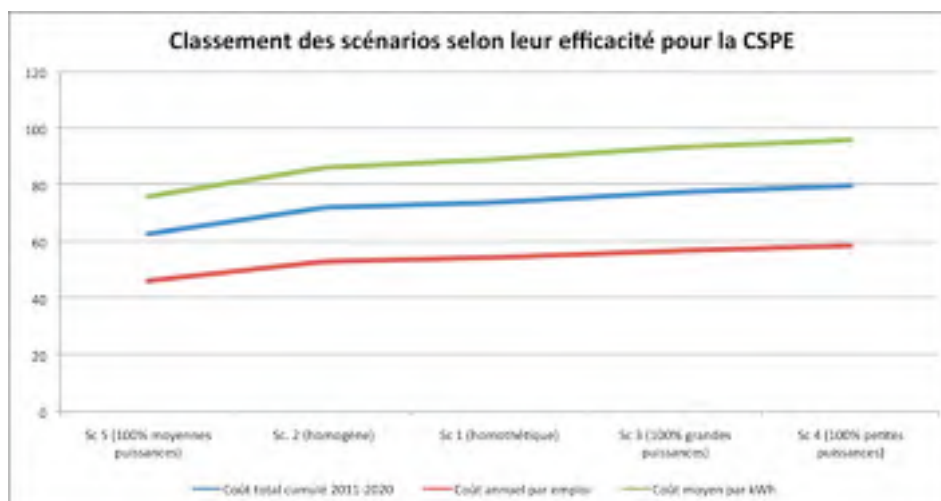
Le graphique ci-dessous donne le coût total cumulé de chaque scénario pour la CSPE dans l'hypothèse « 16 GW » :



On constate ainsi que la variation entre les deux scénarios extrêmes est de l'ordre de 8 milliards d'€, soit environ 25% du coût du scénario le moins lourd, ce qui est loin d'être négligeable, et surtout que c'est le scénario 4 « moyennes puissances » qui est le plus efficace ; ceci découle logiquement de deux éléments favorables qui se conjuguent :

- la CSPE est calculée sur la base du prix de détail de l'électricité, ce qui confère un avantage par rapport aux grandes puissances
- l'effet d'échelle qui permet d'obtenir des coûts d'investissement nettement inférieurs à ceux des petites puissances en jouant à la fois sur les volumes de commande et sur la baisse relative des coûts fixes.

Si l'on étend la comparaison à d'autres indicateurs de performance comme le coût annuel par emploi généré ou le coût moyen par kWh pour la CSPE, on note que c'est également le scénario 4 qui apparaît plus favorable, comme le montre le graphique ci-dessous :



Il est frappant de constater que les projets de moyenne puissance sur bâtiments, intégrés ou non, sont ceux qui, tout en étant les plus intéressants du point de vue de l'efficacité de la dépense publique mais aussi de la préparation de l'avènement du « bâtiment à énergie positive » pour lequel ils constituent le « cœur de cible », ont en fait été les moins bien soutenus par les différents systèmes tarifaires mis en place depuis 2006.

Il serait donc particulièrement pertinent d'en faire la priorité d'une stratégie renouvelée telle qu'elle devrait ressortir de la concertation post-moratoire. A cet effet, il pourrait être judicieux afin d'éviter le cannibalisme de la CSPE par les très grands projets de parcs au sol de limiter strictement à 12 MW l'accès au tarif d'achat et de trouver les moyens juridiques de pénaliser le contournement de cette règle en place depuis l'origine de la CSPE

8. Conclusions

L'objectif de maîtrise du coût de la CSPE par un plafonnement annuel à 2 milliards d'Euros est tout à fait compatible avec le triplement des objectifs de la PPI, soit 16 GW de puissance totale installée en 2020.

Pour cela il est nécessaire :

1°) de prendre en compte les spécificités intrinsèques du photovoltaïque et de sa dynamique industrielle dans la structuration et l'évolution du système d'aide

2°) d'assigner au mécanisme des tarifs d'achat un objectif clair et limité : assurer à tout maître d'ouvrage et pour toute catégorie de systèmes la garantie d'une rentabilité raisonnable en échange d'une baisse régulière des tarifs jusqu'à la parité avec le réseau.

3°) de réviser les modalités du calcul de la compensation de la CSPE pour les acheteurs obligés de façon à se rapprocher de la réalité économique.

4°) 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 à partir de la base suivante :

- ⇒ **systèmes < 3kWc intégrés au bâti sur habitat individuel = 45 c€/kWh**
- ⇒ **systèmes intégrés au bâti, assurant l'étanchéité ou une fonction architecturale = 37 c€ /kWh**
- ⇒ **systèmes posés sur bâtiment ou sur structure urbaine = 32 c€/kWh**
- ⇒ **systèmes posés au sol = 25 c€/kWh**

5°) de mettre en place un système d'indexation annuelle automatique de 10% à la baisse, augmentée d'un certain pourcentage en cas de dépassement

6°) de privilégier la cible des systèmes de moyenne puissance intégrés ou posés sur des bâtiments à occupation permanente dans la perspective de l'avènement des bâtiments à énergie positive

Note Centrales au sol

La réflexion autour des centrales au sol doit intégrer à la fois des préconisations liées à la transition post décret (pendant les années 2011 et 2012) et des dispositions concernant le cadre pérenne de développement de ce segment (pour la période post 2013). A cet égard, si le dispositif de l'appel d'offres devait être retenu, ce qui n'est pas préconisé par le SER, il conviendrait d'en refondre complètement le mécanisme afin d'en faire un réel exercice de structuration industrielle de la filière.

1) PRECONISATIONS POUR LA TRANSITION 2011-2012

La mise en place d'un nouveau système de soutien va prendre du temps. Si la solution de l'appel d'offres devait être retenue (comme proposé par le rapport Charpin), une attribution des projets ne pourrait raisonnablement pas avant juin 2012 et ces projets ne pourraient donc pas être construits avant 2013.

Par ailleurs, les projets en cours de développement, qui continuent à bénéficier des tarifs en application de l'article 3 du décret du 9 décembre 2010, doivent être réalisés dans les contraintes de délais imposés par l'article 4 de ce même décret. Il en résulte que ces projets seront réalisés au plus tard avant fin 2011. L'année 2012 ne donnera donc pas lieu à un nombre significatif de mise en service de projets bénéficiant des tarifs en application du décret.

Le SER préconise donc la mise en place d'un mécanisme de transition entre l'ancien et le nouveau système de subvention afin d'éviter une année 2012 « blanche » qui déstructurerait l'amorce de filière qui s'est créé sur le segment des centrales au sol depuis 2006.

2) PRECONISATIONS POUR LE NOUVEAU CADRE DE DEVELOPPEMENT (POST 2012)

Retour d'expérience sur les projets issus des appels d'offres pris en application de l'article 8 de la loi du 10 février 2000

La procédure d'appel d'offres prise en application de l'article 8 de la loi du 10 février 2000 a montré ses limites sur de nombreuses filières des énergies renouvelables. En effet, nous avons connaissance d'un appel d'offres dans la filière éolien terrestre, d'un dans l'éolien offshore, de trois dans la filière biomasse, d'un dans la filière photovoltaïque (centrales au sol). Aucun de ces appels d'offres n'a aujourd'hui conduit à la réalisation de plus d'un quart de la puissance officiellement annoncée. Les défauts de ce mécanisme d'appel d'offres sont connus :

- La procédure est particulièrement **longue et complexe**. Elle conduit les porteurs de projets à formuler des offres et à attendre entre 12 et 18 mois avant de savoir si elles sont retenues. Or, dans des filières aussi dynamiques que le photovoltaïque, où les conditions économiques évoluent très vite, cette durée est pénalisante;
- Le critère essentiel de ces appels d'offres est un critère lié au prix qui conduit beaucoup de porteurs de projets à formuler des offres contenant des prix tirés vers le

bas. Cela entraîne *in fine* **l'impossibilité de réaliser ces projets car ils ne trouvent pas leurs équilibres économiques**. Ce phénomène est amplifié par l'absence de pénalités prévues pour les porteurs de projets retenus dans le cadre de l'appel d'offres et qui décident d'abandonner leurs projets.

Par ailleurs, les appels d'offre de l'article 8 de la loi du 10 février 2000, sont applicables quand les objectifs de la PPI ne sont pas atteints. Ils ne peuvent donc pas être utilisés dans le cas du photovoltaïque (où il est mis en avant que les objectifs de la PPI sont atteints). De surcroît, leur volume de 150 MWh ne permettrait pas de créer une industrie compétitive en amont de la filière.

L'expérience des tarifs d'achat

Le SER a toujours privilégié les tarifs d'achat qui permettent de structurer une filière industrielle en lui donnant une bien meilleure visibilité que ne le fait l'appel d'offres. Comme expliqué précédemment, si toutefois le mécanisme de l'appel d'offres ou de l'appel à projet devait être retenu, il devrait différer très largement de celui prévu par l'article 8 de la loi du 10 février 2000.

Le lancement d'un appel à projet industriel sur les centrales au sol

Pour être opérationnel, un appel à projet sur les centrales au sol doit obéir aux principes suivants :

- **L'appel à projet doit être pluriannuel** afin de représenter un volume de commandes suffisant, de nature à susciter un ou plusieurs projets industriels.
- **L'appel à projet doit intégrer des critères industriels et pas simplement un critère de prix**, de façon à susciter la constitution de consortiums industriels et d'avoir des projets solides sur un plan technique.
- **Des mécanismes de cautions et/ou de pénalités doivent être prévus** pour s'assurer du sérieux des projets et éviter des réponses peu abouties techniquement.

NOTE SUR LE MARCHÉ RESIDENTIEL PV

Le marché résidentiel se caractérise, plus que les autres segments photovoltaïques, par sa grande sensibilité à l'image du solaire auprès du grand public. L'accumulation d'annonces restrictives depuis le 1^{er} septembre 2010 a considérablement terni la confiance qu'ont les particuliers dans cette forme de production d'énergie. Les professionnels estiment que le marché a ainsi enregistré une décroissance de plus de 50%.

Dans l'immédiat, il est donc important de préserver ce marché de toute nouvelle annonce négative et de ne prévoir de nouvelles mesures de baisse de la politique de soutien qu'en 2012.

1) VISION POUR LE MARCHÉ A TERME

Le photovoltaïque est une énergie d'avenir, par sa disponibilité, par son fort potentiel de compétitivité, par son rôle fondamental dans l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments, et par sa convergence avec les développements de la mobilité d'avenir (voiture électrique). Dans cette décennie, l'électricité photovoltaïque va devenir une source majeure d'énergie dans le monde, et la stratégie des acteurs et des pays pour se positionner sur ce marché sera décisive et irréversible.

Ainsi, de par sa politique de développement des solutions intégrées au bâti dans le photovoltaïque, la France a ouvert la voie vers le développement de solutions esthétiques et innovantes, qui contribuent à la performance énergétique des bâtiments dans le sens de l'évolution de la réglementation thermique en France et en Europe. La France a l'opportunité de développer une filière industrielle exportatrice sur le marché mondial du bâtiment.

2) ETAT DU MARCHÉ A FIN 2010 ET PREVISIONS POUR 2011

Effet de la baisse du crédit d'impôt

Fin septembre 2010, le secteur des maisons individuelles a subi une forte baisse du crédit d'impôt d'aide au photovoltaïque. La moitié du montant de cette baisse était nécessaire et dans la lignée de la baisse des coûts du photovoltaïque, une autre moitié trop rapide. Même si l'économie générale des projets reste viable dans une majorité de la France, une forte perte d'intérêt pour le photovoltaïque résidentiel a été perçue par les clients potentiels à cette occasion.

Chute des ventes au 4^e trimestre 2010

Cela a provoqué la chute de 50 à 70% des ventes depuis octobre 2010, telle qu'observée par tous les acteurs du marché du photovoltaïque résidentiel, autant pour les leaders du marché que pour les artisans. Par ailleurs, des arrêts d'activité et des faillites sont à prévoir pour les acteurs uniquement exposés à ce secteur d'activité. Dans ce contexte dégradé, la suppression de la réfaction prévue par la loi NOME provoque une augmentation de 67% des coûts de raccordement soit environ 500€ de charge supplémentaire par raccordement.

Prévisions pour 2011

Ainsi, les professionnels de ce secteur prévoient une chute des projets raccordés pour 2011 de l'ordre de 25% à 50% par rapport à 2010, avec un volume prévisionnel pour l'année 2011 de l'ordre de 100 à 150 MWc (contre 200 à 220 MWc en 2010).

3) PRECONISATIONS POUR 2011

Maintien des conditions tarifaires et fiscales

Suite à la forte baisse de crédit d'impôt, à la suppression de la réfaction des frais de raccordement et la forte baisse de la demande du marché des particuliers fin 2010 et début 2011, la profession préconise a minima de stabiliser les conditions tarifaires et fiscales pendant l'année 2011. On surveillera par ailleurs l'évolution de l'activité pour respecter les volumes du rapport Charpin.

Transparence des files d'attente et des volumes

Contrairement aux grands projets, les installations résidentielles ne peuvent pas être suivies individuellement. Des indicateurs globaux doivent être mis en œuvre a minima sur les demandes de PTF, les PTF en attente d'accord du client, les projets en attente de raccordement et les projets raccordés (déclinaison qui correspond à la présentation d'ERDF lors de la réunion du 20 décembre). Ces indicateurs doivent être mis à jour sur une base hebdomadaire afin de suivre précisément l'évolution des marchés.

Commission paritaire

Afin de suivre l'évolution du marché, du coût du crédit d'impôt et des tarifs, une concertation formalisée entre l'Etat et les opérateurs doit être mise en œuvre. Cela pourrait être l'objet d'un groupe de travail photovoltaïque au sein du comité de suivi des énergies renouvelables du Conseil Supérieur de l'Energie que la loi portant engagement national du Grenelle de l'environnement prévoit de créer. Ce groupe de travail photovoltaïque pourrait se réunir tous les mois afin de suivre l'évolution des volumes raccordés et des tarifs.

Diminution des coûts de raccordement et simplifications administratives

(Pièce jointe : Etude SER-SOLER-Fractal 1.0 sur les enjeux relatifs au raccordement des installations photovoltaïques aux réseaux publics de distribution)

La profession estime que le simple fait de confier aux installateurs photovoltaïques la responsabilité d'effectuer et de prendre en charge la totalité des travaux de branchement des installations résidentielles permettrait une diminution notable des coûts, principalement par l'économie de déplacements sur site (l'installateur étant déjà sur place pour le raccordement de l'installation). Pour ERDF, cela présenterait l'avantage de diminuer les difficultés de traitement des demandes de raccordement photovoltaïque : les délais de raccordement des installations pourraient en être fortement réduits. Cette mesure est par ailleurs en cohérence avec la suppression de la réfaction prévue par la loi NOME.

Labellisation CEIAB

Le traitement des dossiers déposés au CEIAB a été reporté plusieurs fois : annoncée pour l'été, puis à l'automne, aucune liste n'a encore été publiée. Une telle situation n'est pas tenable et certains dossiers n'ont pas encore fait l'objet d'un traitement. Le SER a notamment été informé par plusieurs de ces adhérents que certains projets, ayant fait un dépôt de dossier en début d'année 2010, ont reçu une demande d'information

supplémentaire en date du 22 décembre, ce qui laisse entendre que leur dossier n'a pu être expertisé dans les délais.

La politique industrielle voulue derrière le concept de l'intégration au bâti doit s'appuyer sur une expertise développée par les pouvoirs publics à même d'orienter les industriels sur la conception des produits. Le retard ainsi accumulé met en danger l'efficacité de cette disposition. L'Etat doit s'engager sur un échéancier et le tenir.

Il semble par ailleurs nécessaire d'harmoniser les critères d'intégration tels que définis par le CEIAB pour 2012 et les premières conclusions de l'étude « Prévention des risques associés à l'implantation de cellules photovoltaïques sur des bâtiments industriels ou destinés à des particuliers » menée par le CSTB et l'INERIS à la demande du MEDDM.

Déplafonnement du 3 kWc

La profession propose de déplafonner le seuil de 3 kWc actuellement en vigueur pour le passer à 9 kWc. Le crédit d'impôt et la TVA n'étant réduite que pour les installations de moins de 3 kWc, ce déplafonnement devrait s'effectuer à tarif identique. . Cette mesure permettrait de réaliser des toitures entières encore mieux intégrées architecturalement et de pouvoir accélérer l'évolution vers le bâtiment BEPOS.

Communication positive

Pour réactiver la confiance du marché, la profession préconise que l'ADEME fasse une forte campagne de promotion de l'énergie solaire (thermique et photovoltaïque) au printemps 2011.

4) PRECONISATIONS POUR 2012

Système de gestion des tarifs en fonction des volumes (corridor)

Il est assez probable que la baisse de prix des modules (qui ne représente que 20% du prix du système) aboutira à une baisse de prix de vente du système et à une reprise progressive de la croissance du marché.

Les professionnels proposent d'activer le mécanisme de gestion des volumes sur une base trimestrielle, correspondant à un point pivot de 37.5 MWc réalisé par trimestre (soit un rythme annuel de 150 MWc).

Concrètement, à partir de 2012, le rythme de baisse pourrait être le suivant :

- Si le volume trimestriel est inférieur à 25 MWc : 0% de baisse
- Si le volume trimestriel est compris entre 25 MWc et 30 MWc : 1% de baisse
- Si le volume trimestriel est compris entre 30 MWc et 37.5 MWc : 2% de baisse
- Si le volume trimestriel est compris entre 37.5 MWc et 50 MWc : 3% de baisse
- Si le volume trimestriel est supérieur à 50 MWc : 4% de baisse.

Dans tous les cas, il conviendra de ne pas cumuler baisse du crédit d'impôt et baisse des tarifs : si le gouvernement décidait d'une nouvelle baisse du crédit d'impôt, le niveau des tarifs devrait être maintenu constant pendant l'année où s'applique la baisse du crédit d'impôt.

Piste de réflexion n°1 : Régionalisation des tarifs

Il pourrait être envisagé comme élément de réflexion pour 2012 une régionalisation des tarifs pour permettre un développement harmonieux du photovoltaïque sur le bâti sur l'ensemble

du territoire français, en phase avec les Schémas Régionaux du Climat, de l'Air et d'Energie (SRCAE), tout en évitant un accompagnement par une baisse trop violente. Les coefficients de régionalisation choisis pourront être ceux déjà retenus pour les parcs au sol.

Piste de réflexion n°2 : Mise en place d'une réglementation du bâtiment favorable au photovoltaïque

La profession propose de réfléchir pour 2012 à la mise en place d'une réglementation du bâtiment à même de permettre un développement du marché photovoltaïque hors tarif (par exemple en matière d'autoconsommation, de désamiantage...)

5) CALCUL DE LA CSPE POUR LE MARCHE RESIDENTIEL

Hypothèses et calcul pour 2011

- Parc cumulé raccordé fin 2010 : 300 MWc
- Nouvelles installations raccordées en 2011 : 125 MWc
- Parc cumulé raccordé en moyenne sur 2011 : 362 MWc
- CSPE correspondant en 2011 : 188 M€ (sur une base du coût de l'électricité de 6 c€/kWh)

Hypothèses et calcul pour 2012 :

- Nouvelles installations raccordées en 2012 : 150 MWc
- Parc cumulé raccordé en moyenne sur 2012 : 525 MWc
- CSPE correspondant en 2012 : 273 M€