



**Ministère du
Redressement productif**

Conseil général de l'Économie
de l'industrie, de l'énergie et des technologies
N° 2012/20/CGEIET/SG

**Ministère de l'Écologie,
du Développement durable,
et de l'Énergie**

Conseil général de l'Environnement
et du développement durable
N° 008504-01 & 008505-01

**ÉOLIEN ET PHOTOVOLTAÏQUE :
ENJEUX ENERGÉTIQUES, INDUSTRIELS ET SOCIÉTAUX**

Rapport à

Monsieur le Ministre du Redressement productif
Madame la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie

établi par

CGEIET

Fabrice DAMBRINE
Ingénieur général des mines

Benoît LEGAIT
Ingénieur général des mines

Alain LIGER
Ingénieur général des mines

François VALÉRIAN
Ingénieur en chef des mines

CGEDD

Michel BELLIER
Ingénieur général des ponts, des eaux et des forêts

Jean-René BRUNETIERE
Ingénieur général des ponts, des eaux et des forêts

Jean-Claude GAZEAU
Ingénieur général des ponts, des eaux et des forêts

Henri BOYÉ
Ingénieur en chef des ponts, des eaux et des forêts

Benoît WEYMULLER
Ingénieur en chef des ponts, des eaux et des forêts

SOMMAIRE

SYNTHESE	6
TABLEAU DES RECOMMANDATIONS	8
1 Contexte général	12
1.1 Introduction : notre civilisation s'est construite sur l'énergie abondante et bon marché	12
1.2 Développer les énergies renouvelables (EnR) : des engagements nationaux et internationaux extrêmement ambitieux	13
1.2.1 <i>Des engagements communautaires</i>	13
1.2.2 <i>... déclinés en objectifs nationaux</i>	14
1.2.3 <i>Réduire la part du nucléaire à 50 % en 2025</i>	17
1.3 Éolien et photovoltaïque en France : des parcs encore modestes mais en croissance rapide... ..	17
1.4 ... mais aussi des potentiels énergétiques à ne pas surestimer	18
1.4.1 <i>Puissance et énergie produite : de grands écarts suivant les techniques</i>	18
1.4.2 <i>Quelques repères sur l'éolien et le photovoltaïque : des ressources qui ne peuvent pas croître à l'infini</i>	20
1.4.2.1 Éolien	20
1.4.2.2 Solaire photovoltaïque	23
1.5 Le problème de l'intermittence et de l'imprévisibilité	27
1.5.1 <i>Des limitations techniques</i>	27
1.5.2 <i>Mais une source d'opportunités multiples</i>	28
1.5.2.1 La prévision météorologique.....	28
1.5.2.2 Le stockage de l'énergie.....	28
1.5.2.3 Les systèmes d'intégration	30
1.6 La question de la parité réseau	31
1.6.1 <i>Quelle est la valeur économique de l'électricité ?</i>	31
1.6.2 <i>Vers la parité réseau ?</i>	32
1.7 Les enjeux environnementaux	32
1.7.1 <i>Impacts CO₂</i>	32
1.7.2 <i>Paysages, occupation des sols, acceptabilité sociale</i>	33
1.7.3 <i>Planifications et autorisations dans le domaine de l'éolien</i>	35
1.8 Aides aux filières éoliennes et photovoltaïques : tarifs de rachat, appels d'offre - Impact sur la contribution au service public de l'électricité (CSPE).....	36
1.8.1 <i>Tarifs de rachat</i>	36
1.8.2 <i>Appels d'offres</i>	37
1.8.3 <i>La CSPE : des charges en fortes hausses et des perspectives préoccupantes</i>	38
1.8.4 <i>Tarifs de rachat, appels d'offres ou autres dispositifs d'aides ?</i>	40
1.8.4.1 Les effets pervers des tarifs de rachat.....	40
1.8.4.2 Privilégier les appels d'offres	41
1.8.4.3 Favoriser la stabilité réglementaire.....	42
1.9 Quel rôle pour les collectivités locales : les Régions au travers des SRCAE	42
2 Les filières industrielles	46
2.1 La filière éolienne	46
2.1.1 <i>Le cadre général international</i>	46
2.1.2 <i>L'éolien en France</i>	46
2.1.3 <i>Typologie des constructeurs</i>	47
2.1.3.1 Au niveau mondial	47
2.1.3.2 Au niveau français.....	48
2.1.4 <i>Le coût des champs éoliens</i>	49

2.1.5	<i>Développements technologiques</i>	50
2.1.6	<i>Secteur industriel</i>	50
2.1.7	<i>Emploi</i>	51
2.2	<i>La filière photovoltaïque</i>	52
2.2.1	<i>Technologies et coûts de la filière photovoltaïque</i>	52
2.2.2	<i>La préparation des matériaux photosensibles (sensibles à la lumière)</i>	52
2.2.3	<i>La fabrication des cellules photovoltaïques proprement dites</i>	53
2.2.4	<i>La fabrication des modules (ou panneaux) photovoltaïques</i>	53
2.2.5	<i>La conception et la fabrication des équipements électriques de raccordement au réseau électrique</i>	54
2.2.6	<i>L'installation des modules</i>	54
2.2.7	<i>Comment pourrait-on évoluer vers de l'électricité solaire compétitive ?</i>	59
2.2.8	<i>Le marché mondial. La puissance installée</i>	59
2.2.9	<i>La production de modules photovoltaïques : une domination écrasante de l'Asie et de la Chine</i>	62
2.2.10	<i>La situation des entreprises françaises dans la chaîne de valeur du photovoltaïque</i>	66
2.2.10.1	Une chaîne de valeur concentrée sur l'aval : ingénierie, installation, exploitation, maintenance.....	66
2.2.10.2	Des aides publiques particulièrement élevées au regard des emplois créés en France.....	69
2.2.10.3	Photovoltaïque : un impact négatif sur le commerce extérieur.....	70
2.3	<i>Stratégie de R&D et d'innovation dans un cadre européen</i>	70
2.3.1	<i>Le contexte institutionnel</i>	70
2.3.2	<i>Les priorités de recherche et développement communes au photovoltaïque et à l'éolien</i>	73
2.3.2.1	Le stockage d'électricité.....	73
2.3.2.2	L'intégration au réseau électrique et les réseaux électriques intelligents (smart grids).....	74
2.3.2.3	La prévision des ressources.....	74
2.3.3	<i>Les priorités de recherche dans le domaine de l'éolien</i>	75
2.3.3.1	Les turbines.....	75
2.3.3.2	Les pales.....	75
2.3.3.3	Les éoliennes flottantes.....	75
2.3.4	<i>Les priorités de recherche dans le domaine du photovoltaïque</i>	75
2.4	<i>Préparer les viviers de compétences</i>	76
2.5	<i>Le cas particulier des zones non interconnectées</i>	78
2.5.1	<i>Contexte général</i>	78
2.5.2	<i>Les fabricants français d'éoliennes en zone cyclonique</i>	81
2.5.2.1	Vergnet SA.....	81
2.5.2.2	Alizeo.....	82
2.5.2.3	L'éolien en zone cyclonique.....	82
2.5.3	<i>La spécificité d'EDF-SEI</i>	83
3	La filière des énergies renouvelables dans certains Etats membres de l'UE : Allemagne, Danemark, Espagne, Italie et Royaume-Uni	85
3.1	<i>Les énergies renouvelables en Allemagne (août 2012)</i>	85
3.1.1	<i>Contexte</i>	85
3.1.2	<i>Energiewende : la transition énergétique</i>	86
3.1.3	<i>Energies renouvelables (EnR)</i>	87
3.1.4	<i>La restructuration du secteur électrique allemand vers les énergies renouvelables constitue un véritable pari technologique</i>	88
3.1.5	<i>Le raccordement des parcs éolien offshore allemand, soumis à des difficultés de financement, prend du retard</i>	88
3.1.6	<i>Le soutien aux énergies renouvelables, notamment photovoltaïque, engendre des surcoûts croissants (évalués à 13 Mds € pour 2012, soit 3,6 cts/kWh)</i>	89
3.1.7	<i>Réforme de la loi de soutien aux EnR</i>	89
3.2	<i>Les énergies renouvelables au Danemark (avril 2012)</i>	89

3.2.1	<i>Contexte</i>	89
3.2.2	<i>Politique à l'égard du nucléaire</i>	90
3.2.3	<i>Éolien</i>	90
3.2.4	<i>Le coût de l'énergie éolienne au Danemark</i>	92
3.2.5	<i>Photovoltaïque</i>	92
3.3	Les énergies renouvelables en Espagne (2011)	92
3.3.1	<i>Une place croissante des énergies renouvelables dans l'économie espagnole</i>	93
3.3.2	<i>Les instruments de la politique énergétique</i>	95
3.3.2.1	Le cadre législatif.....	95
3.3.2.2	Le cadre économique	95
3.4	Les énergies renouvelables en Italie (août 2012)	96
3.4.1	<i>Contexte</i>	96
3.4.1.1	Objectifs et priorités de la nouvelle stratégie énergétique nationale italienne	96
3.4.1.2	Position à l'égard du nucléaire	97
3.4.2	<i>Énergies renouvelables : une stratégie énergétique visant un développement durable des énergies renouvelables</i>	98
3.4.2.1	Potentiel du secteur des énergies renouvelables.....	98
3.4.2.2	Photovoltaïque.....	99
3.4.2.3	Éolien	99
3.5	Les énergies renouvelables au Royaume-Uni (août 2012).....	100
3.5.1	<i>Politique britannique : le Royaume-Uni face à un défi énergétique sans précédent</i>	100
3.5.2	<i>Un parc de production électrique en voie d'obsolescence et qui génère d'importantes émissions de CO₂</i>	100
3.5.3	<i>Réforme du marché de l'électricité</i>	101
3.5.4	<i>La politique de soutien aux énergies propres et aux nouvelles technologies énergétiques</i>	101
3.5.4.1	Énergies renouvelables (EnR).....	101
3.5.4.2	Éolien offshore	103
3.5.5	<i>De nouveaux niveaux de soutien à la production d'EnR révélant une opposition fondamentale entre ministères de l'énergie et des finances sur le futur du mix énergétique du pays</i>	103
ANNEXES		105
	Annexe 1 : Lettres de mission.....	106
	Annexe 2 : Liste des acronymes utilisés	110
	Annexe 3 : Liste des personnes rencontrées ou interrogées	112
	Annexe 4 : Estimation du contenu énergétique et du temps de retour carbone des panneaux photovoltaïques à base de silicium cristallin	117
	Annexe 5 : Propositions de l'ARF (Association des Régions de France) à la future nouvelle étape de la décentralisation	118
	Annexe 6 : Iles françaises et production d'électricité	121
	Annexe 7 : Synthétique des mesures proposées.....	126

SYNTHESE

L'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque contribuera à la transition énergétique de notre pays, et doit être encouragée comme elle l'est dans les autres pays européens (cf. partie 3). Il convient cependant de bien prendre en compte, dans toute politique de soutien, les contraintes, voire les handicaps, propres à l'éolien et au photovoltaïque.

L'éolien comme le photovoltaïque sont des sources d'électricité intermittentes, qui ne sont pas nécessairement produites quand on en a besoin. Leur potentiel s'en trouve réduit, d'autant plus que les solutions de stockage industriel de l'électricité et de substitution d'autres sources sont encore pour la plupart incertaines et coûteuses (Recommandations 6 & 18). L'implantation des unités de production soulève souvent aussi de fortes oppositions locales. Par ailleurs, l'impact de ces énergies sur le bilan carbone du *mix* électrique reste à évaluer précisément (Recommandation 7). Indépendamment de toute considération économique, ces contraintes interdisent d'envisager que les énergies éolienne et photovoltaïque, à elles seules, permettent la diminution de 75 % à 50 % du nucléaire dans le *mix* électrique français à l'horizon de 2025 (Recommandation 5).

Du fait de leurs caractéristiques de fonctionnement et des investissements nécessaires, les panneaux solaires comme les éoliennes produisent une électricité dont le coût est plus élevé que le prix de vente au grand public (Recommandation 1). Ce surcoût, encore massif dans le photovoltaïque, moins important dans l'éolien, est financé par le consommateur d'électricité au travers de la Contribution au Service Public de l'Electricité, ou CSPE (Recommandation 11). L'effort financier ainsi demandé aux consommateurs permet d'espérer atteindre des objectifs énergétiques ambitieux, mais faute d'outil industriel français significatif, il subventionne largement des importations de matériels, avec un effet très limité sur l'emploi français. En effet, dans le photovoltaïque comme dans l'éolien, les outils manufacturiers se trouvent essentiellement hors de France.

Un tel constat ne doit pas nous amener à abandonner la stratégie de soutien à ces énergies renouvelables, mais à mieux la concevoir pour l'orienter là où les perspectives de valeur ajoutée et d'emploi en France sont les plus grandes. Le caractère automatique du dispositif des tarifs de rachat ne permet pas cette orientation, et il conviendrait de décider et d'annoncer sa disparition progressive (Recommandations 12 & 13), au profit d'appels d'offres réguliers qui procurent aux industriels une visibilité nécessaire et permettent à la puissance publique d'en attendre la création d'emplois et le développement de technologies en France (Recommandation 14). Les panneaux photovoltaïques de qualité doivent notamment être favorisés, ce qui encouragera les progrès des industriels (Recommandations 17 & 19). L'investissement dans la R&D française et européenne doit être accru, au travers de crédits publics mais aussi à la faveur de rapprochements industriels. Un cadre franco-allemand peut être pertinent pour le développement de ces filières (Recommandations 20, 21 & 22). L'effort en faveur de l'emploi français s'accompagnera naturellement d'un travail spécifique sur les formations et les compétences (Recommandation 23). Enfin, le territoire français est divers et ce qui est vrai du continent ne l'est pas nécessairement de la Corse et de l'Outre-mer, où au moins le soutien à l'éolien doit revêtir des formes spécifiques (Recommandation 24).

Les filières éolienne et photovoltaïque, soutenues financièrement par la collectivité, ne pourront que bénéficier d'améliorations apportées au cadre administratif et réglementaire. Les procédures administratives qui concernent l'investissement photovoltaïque et surtout éolien nous paraissent

devoir être simplifiées, et rapprochées des territoires (Recommandations 3, 4 & 10). Les règles d'implantation pourraient être revues, et éventuellement assouplies (Recommandations 8 & 9). Les schémas régionaux climat-air-énergie doivent permettre une prévision plus fine et un engagement encore plus fort des Régions dans l'effort national (Recommandations 2 & 16). Ces changements, réglementaires ou législatifs, paraissent nécessaires, même s'il a été souvent rappelé à la mission par ses interlocuteurs qu'après le temps du débat et des réformes, doit venir le temps de la stabilité des dispositifs et des règlements, seul à même de permettre des investissements industriels de long terme (Recommandation 15).

*

* *

TABLEAU DES RECOMMANDATIONS

Recommandation n°1.	Veiller dans toute réflexion prospective sur le <i>mix</i> énergétique 2025 « durable » à préserver une part conséquente de production d'électricité à bas coût. 13
Recommandation n°2.	Dans les schémas éoliens de la seconde génération des SRCAE (31 décembre 2015), définir avec une meilleure résolution la cartographie des contraintes au développement de l'éolien. 22
Recommandation n°3.	Confier au maire la délivrance des permis de construire les éoliennes lorsque des zones d'accueil des éoliennes auront été définies dans le SCOT ou dans le PLU communal 22
Recommandation n°4.	Supprimer l'obligation d'appartenir à une ZDE pour bénéficier des aides dans les régions dotées d'un SRCAE approuvé (SRCAE de seconde génération fin 2015 soumis à enquête publique). Mettre à l'étude, en collaboration avec la DGPR, le remplacement de la procédure d'autorisation ICPE par une procédure de simple déclaration ou soumettre les éoliennes terrestres au régime de l'enregistrement concernant certaines installations classées. Simplifier la procédure d'autorisation de produire de l'électricité d'origine éolienne terrestre. Augmenter les amendes en cas de recours abusif. 23
Recommandation n°5.	Explorer la possibilité d'autres sources d'énergie électrique pour compléter le photovoltaïque et l'éolien dans la transition énergétique. 24
Recommandation n°6.	Etudier toutes les possibilités offertes par le stockage et l'effacement, en prenant appui sur les expériences disponibles dans les zones non interconnectées. 30
Recommandation n°7.	Prendre en compte le bilan GES (analyse du cycle de vie) des technologies (y inclus les dispositifs de secours, le renforcement des lignes électriques et les pertes énergétiques induites). 33
Recommandation n°8.	Remettre à l'étude les conditions restrictives d'implantation des éoliennes sur le terrain (impact paysager, 5 mâts minimum, distance des habitations)..... 34
Recommandation n°9.	Ne plus moduler les aides (aujourd'hui les tarifs de rachat) en fonction de l'intégration au bâti..... 34

- Recommandation n° 10.** Rapprocher la décision du citoyen en renforçant le rôle des collectivités locales, afin de permettre une meilleure appropriation locale, de susciter un intérêt financier pour l'accueil des éoliennes, et de faciliter la constitution de structures de financement participatif citoyen local, notamment de SEM, qui associent collectivités locales et privé dans le montage de projets 35
- Recommandation n° 11.** Faire entrer la CSPE dans le futur débat sur la transition énergétique avec son impact sur l'évolution des coûts de l'électricité pour les consommateurs. 40
- Recommandation n° 12.** Programmer sur une durée de l'ordre de cinq ans l'extinction des tarifs réglementés de rachat (hors DOM) pour les projets dépassant un certain seuil de puissance en les ramenant graduellement au prix du marché. 41
- Recommandation n° 13.** Étudier de nouveaux modes de rémunération de l'électricité éolienne et photovoltaïque qui encouragent l'autoconsommation, la gestion de l'intermittence, la prise en compte par le producteur des risques de marché. Exemple : rémunération à la puissance mobilisable. 41
- Recommandation n° 14.** Privilégier, pour l'éolien comme pour le photovoltaïque, les appels d'offres. Organiser, sur l'éolien terrestre comme sur le photovoltaïque, un appel d'offres annuel dont le caractère prévisible et le volume justifient des clauses de cahier des charges sur l'emploi local, la valeur ajoutée locale et des technologies à promouvoir sur le territoire. Utiliser à cet égard toutes les possibilités de la réglementation européenne..... 41
- Recommandation n° 15.** Prévoir dans les conclusions du débat sur la transition énergétique une « stabilité » réglementaire à l'horizon de cinq ans, sauf événement exceptionnel..... 42
- Recommandation n° 16.** A la lumière des conclusions du débat sur la transition énergétique, l'ensemble des SRCAE sera actualisé avant le 31 décembre 2015 en intégrant les dispositions ci-après : 45
- Volet énergie du SRCAE :** l'engagement européen et international français en matière d'objectifs des énergies renouvelables sera décliné selon les régions en fonction de leur potentiel exploitable et des conditions économiques et technologiques (« Burden sharing » : partage du fardeau). 45
- Volet Climat du SRCAE :** le suivi annuel du SRCAE comprendra un inventaire des émissions de GES du territoire..... 45

Volet Qualité de l'air : un PPA sera réalisé pour le 31 décembre 2015 sur le territoire régional qui constituera le volet air du SRCAE 45

Chaque projet de SRCAE sera soumis à enquête publique (dans les mêmes conditions que les PPA actuels) en vue de son approbation. . 45

Envisager la contractualisation État - Région sur les SRCAE, pour engager les collectivités locales et les services de l'État sur des objectifs quantitatifs et éventuellement des enveloppes financières. 45

Recommandation n° 17. Promouvoir et garantir la fiabilité des installations photovoltaïques dans le résidentiel par des normes et des garanties financières des assureurs..... 68

Recommandation n° 18. Dans les travaux sur la RT 2020, s'inscrire dans une logique de résultats (incluant des éléments de gestion de l'intermittence) plutôt que par dispositions techniques obligatoires..... 68

Recommandation n° 19. Eco PTZ : réintroduire les panneaux photovoltaïques dans les bouquets de travaux prévus à l'éligibilité au prêt éco-PTZ sous conditions suivantes : 1. attestation de qualification du maître d'œuvre pour l'installation des équipements) 2. appréciation de la pertinence du projet par rapport au bâtiment considéré, par simulation par un logiciel reconnu..... 69

Recommandation n° 20. Lancer à l'occasion des 50 ans du traité de l'Elysée (22 janvier 2013), dans le cadre de programmes conjoints franco-allemand, de grands projets de recherche et innovation sur le solaire sur des priorités partagées (PV à concentration, couches minces, stockage de l'énergie aux diverses échelles), et favoriser les rapprochements industriels franco-allemands, voire européens, sur ces sujets..... 71

Recommandation n° 21. Encourager la mise sur pied d'un IEED spécifiquement « éolien ». Encourager les « grappes » d'entreprises sur un plan régional et les fédérer à l'échelle nationale. Inciter les acteurs français à faire valoriser la recherche en priorité par des entreprises françaises. Continuer à financer la preuve du concept (prototypes...) notamment via les Appels à Manifestation d'Intérêt du Programme d'Investissement d'Avenir..... 73

Recommandation n° 22. Promouvoir des ruptures technologiques (ex : photovoltaïque couches minces, stockage de l'électricité, ...) dans un contexte de concentration industrielle au plan international (photovoltaïque silicium) et de technologies très capitalistiques..... 76

- Recommandation n° 23.** Investir dans les compétences dans une logique de nombre [Bac - Bac+2] et non d'« élite ». Identifier dans chacune des filières (éolien et photovoltaïque) les « nouveaux métiers » ou les métiers existants à développer dans le créneau de compétences [Bac - Bac+2]. Bâtir avec les fédérations professionnelles et l'Éducation Nationale les référentiels de compétence associés. Privilégier les formations et compétences éventuellement transposables dans d'autres secteurs. 78
- Recommandation n° 24.** Mettre en place d'urgence un tarif de rachat adapté dans les DOM pour l'éolien avec stockage et prévision. Préparer un appel d'offres sur les pales transparentes aux radars. 83

1 CONTEXTE GENERAL

1.1 Introduction : notre civilisation s'est construite sur l'énergie abondante et bon marché

Depuis la révolution industrielle, nos civilisations modernes et notre croissance économique reposent sur l'utilisation d'une énergie abondante, transportable et bon marché. C'est en effet le recours massif à l'énergie qui a permis à l'homme de démultiplier sa capacité à transformer la matière et lui permet aujourd'hui de disposer de la quasi-totalité des objets et des services qui fondent son quotidien. Sans énergie, pas de chauffage, pas de voitures, pas de trains, pas d'avions, pas de plastiques, pas d'acier, pas de béton, pas d'ordinateurs ni de téléphones, et pas même d'agriculture.

Depuis deux siècles, nous avons tiré notre énergie pratiquement exclusivement de la combustion du charbon, du pétrole et du gaz qui représentent encore aujourd'hui 80 % de la consommation d'énergie mondiale commercialisée. Mais charbon, pétrole et gaz sont des énergies fossiles qui ne se renouvellent pas. Même s'il reste difficile d'en prévoir la date, leur déclin est cependant inéluctable¹. Déjà des tensions sont apparues sous la double pression de l'augmentation de la demande des pays émergents, du non-renouvellement des gisements consommés et de capacités de production limitées. En témoigne l'inexorable montée des prix, le prix du pétrole étant par exemple passé en une dizaine d'années de 20 à plus de 100 \$/baril, même s'il y a parfois des variations brusques et erratiques. En outre, par les rejets de CO₂ qu'entraîne leur combustion, les combustibles fossiles contribuent à hauteur de 70 % à l'accroissement de l'effet de serre et des dérèglements climatiques qui s'ensuivent, sans doute le plus grand défi environnemental du XXIème siècle. Enfin notre pays ne produit quasiment plus de combustibles fossiles depuis la fermeture des dernières mines de charbon² et l'épuisement des gisements de gaz de Lacq : nous sommes donc condamnés à importer la quasi totalité des énergies fossiles que nous consommons. La mobilisation de nos abondantes ressources hydrauliques et surtout le développement à partir des années 70 et 80 d'un important parc électronucléaire, ont permis à la France d'alléger considérablement sa dépendance aux combustibles fossiles. Ceux-ci ont néanmoins pesé en 2011 pour 61,4 Mds €³ sur notre déficit commercial énergétique, en croissance rapide depuis quelques années (3,1 % du PIB en 2011 contre 1 % en 1990 ; environ 1 000 euros/hab.).

L'énergie sous-tendant tout processus de production, notre croissance économique (même pour la part liée aux services qui ont également besoin d'énergie), dépendra donc étroitement de la disponibilité d'énergie en quantité suffisante et à des prix compétitifs. On constate d'ailleurs une corrélation étroite entre la croissance économique et la croissance de la consommation d'énergie au

¹ On pourra à l'évidence reculer l'échéance en fonction de découvertes de nouvelles ressources et de nouvelles techniques ; ex : hydrocarbures de schistes, sables bitumineux, transformation de charbon en carburant liquide, etc. Mais les conditions d'extraction seront de plus en plus difficiles et coûteuses sans mésestimer leur impact environnemental.

² Qui avaient assuré sa prospérité au XIXè et au XXè siècle, y compris lors de la période de reconstruction d'après guerre (30 glorieuses).

³ Source : MEDDE/CGDD/SOeS

niveau mondial⁴, ce qui relativise la capacité à diminuer significativement et rapidement l'intensité énergétique dans la production des biens matériels. Bien entendu un pays dont l'économie passerait de l'industrie aux services diminuerait encore plus son intensité énergétique mais transférerait sa consommation d'énergie dans les biens matériels qu'il serait tenu d'importer⁵. Ce point a été clairement mis en évidence dans une étude du CGDD qui a montré que si la France, en raison de la tertiarisation de son économie, a plutôt diminué ses émissions de CO₂ au cours des vingt dernières années, elle a au contraire accru son empreinte écologique (émissions directes et indirectes de CO₂), transférant ses émissions de CO₂ sur des produits manufacturés qu'elle a dû importer.

L'enjeu est donc à la fois de préserver la compétitivité de nos industries et de ne pas trop alourdir la charge des ménages déjà pénalisés par les augmentations des coûts de l'énergie (chauffage, carburants), auxquelles nos concitoyens sont particulièrement sensibles.

Pour maintenir notre croissance il est donc nécessaire à la fois d'améliorer notre efficacité énergétique (consommation d'énergie par unité de PIB⁶), et de rechercher et développer de nouvelles sources d'énergie à des prix compétitifs et respectueuses de l'environnement.

C'est dans ce contexte général que les pays développés ont commencé à se tourner après les chocs pétroliers de 1973 et 1979 vers les énergies renouvelables : biomasse, biocarburants, éolien, solaire, etc. Aujourd'hui, cependant, malgré l'augmentation des prix des combustibles fossiles, ces dernières restent encore plus compétitives que la plupart des énergies renouvelables. Les énergies renouvelables ne peuvent donc trouver leur place que moyennant un engagement public fort assorti de dispositifs de soutien visant à les rendre progressivement compétitives par rapport aux énergies fossiles dont le prix va continuer de croître.

Recommandation n°1. Veiller dans toute réflexion prospective sur le *mix* énergétique 2025 « durable » à préserver une part conséquente de production d'électricité à bas coût.

1.2 Développer les énergies renouvelables (EnR) : des engagements nationaux et internationaux extrêmement ambitieux

1.2.1 Des engagements communautaires...

Avec le souci d'économiser les énergies fossiles, de diminuer les émissions de CO₂ et d'améliorer l'efficacité énergétique, le Conseil européen du printemps 2007 a adopté l'objectif communautaire du « 3 x 20 en 2020 » qui consiste en :

⁴ Comme en attestent par exemple les phases de récession qui ont suivi les chocs pétroliers ou au contraire les phases reprise économique consécutives à un retour à l'énergie abondante et bon marché.

⁵ Ce qui suppose également qu'il devra être capable d'exporter suffisamment de services pour importer les biens matériels qu'il ne produira plus, ce qui a évidemment des limites comme on le constate en France avec le déficit croissant de notre balance commerciale.

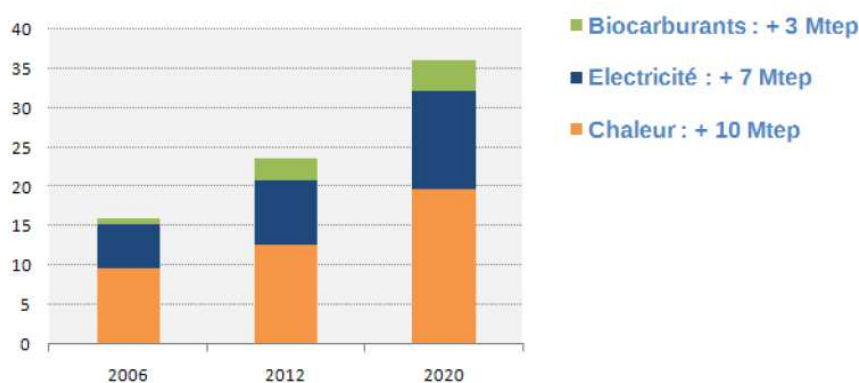
⁶ Qui est actuellement voisin de 1 kWh d'énergie finale / Euro de PIB. PIB France 2011 : 2 000 G€ (source INSEE) – consommation finale d'énergie en France en 2011 : 168,1 Mtep, soit 1 950 TWh (source : MEDDE/CGDD/SOeS). Mais la baisse reste limitée à moins de 1 % par an, en tout état de cause, très largement en deçà des objectifs fixés (3 % par an).

- **20 % de réduction des émissions de GES entre 1990 et 2020** (avec possibilité, dans l'hypothèse d'un accord international de porter cet objectif à 30 %) ;
- **20 % d'énergies renouvelables en 2020** dans la consommation d'énergie finale ; dans le cadre de la répartition des efforts entre Etats-membres, **la France s'est vu attribuer un objectif de 23 %** (Directive EnR 2009/28/CE) ;
- 20 % (indicatif et non contraignant) d'amélioration de l'efficacité énergétique mesurés par comparaison aux tendanciels 2020.

1.2.2 ... déclinés en objectifs nationaux

Par ailleurs, au niveau national, la France a plusieurs fois réaffirmé son objectif d'améliorer son efficacité énergétique et a inscrit dans la loi l'objectif de diviser par 4 ses émissions de gaz à effet de serre (GES) à horizon 2050 (« Facteur 4 »)⁷, ce qui constitue un objectif, certes lointain, mais très ambitieux et dont l'atteinte suppose une décarbonation massive de nos énergies, stratégie dans laquelle les EnR doivent trouver toute leur place.

Cet objectif de 23 % d'EnR en 2020 a été repris par les objectifs du Grenelle et suppose une augmentation de 20 Mtep d'EnR se répartissant entre chaleur, biocarburants et électricité (Plan national d'action en faveur des EnR– PNAER).



Source : MEDDE/DGEC

Il s'agit donc, d'ici 2020, d'augmenter la production d'électricité à partir de sources renouvelables de 7 Mtep, **soit environ 81 TWh**. Cet objectif de développement de l'électricité d'origine renouvelable a été décliné dans la **Programmation pluriannuelle des investissements électriques (PPI électrique) pour 2020** en :

- 19 000 MW d'éolien terrestre
- 6 000 MW d'éolien en mer
- 5 400 MW de photovoltaïque

⁷ Cf. par exemple la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (dite loi « Grenelle 1 »).

ainsi que :

- + 2 300 MW pour la biomasse (y compris le biogaz)
- + 3 000 MW pour l'hydraulique (+ 3 TWh)

Encadré 1

ENERGIE ET PUISSANCE

Schématiquement, la puissance d'un appareil est la quantité d'énergie produite ou consommée en une seconde. L'unité de base est le Watt (W), puissance d'un appareil qui produit ou utilise 1 joule (unité internationale d'énergie) par seconde. Le Watt.heure (Wh) est la quantité d'énergie produite ou consommée par un appareil d'une puissance de 1 W pendant 1 heure. Le Wh est donc égal à 3 600 joules. Une ampoule électrique d'une puissance de 100 W consommera en une heure 100 Wh, soit 360 000 J. Le W et le Wh (et *a fortiori* le joule) étant des puissances et des quantités d'énergie extrêmement faibles à l'échelle humaine, on utilise les multiples suivants :

kilo Watt : 1 kW = 1 000 W = 10^3 W	1 kWh = 1 000 Wh = 10^3 Wh = $3.6 \cdot 10^6$ J
Mega Watt : 1 MW = 10^3 kW = 10^6 W	1 MWh = 1 000 kWh = 10^6 Wh
Giga Watt : 1 GW = 10^3 MW = 10^6 kW = 10^9 W	1 GWh = 1 000 MWh = 10^9 Wh
Tera Watt : 1 TW = 10^3 GW = 10^{12} W	1 TWh = 1 000 GWh = 10^{12} Wh

Quelques ordres de grandeur :

- 1 humain au repos dégage une chaleur d'une puissance de 80 à 100 W
- 1 humain moyen peut produire un effort d'une puissance de 50 à 100 W
- 1 moteur de voiture : 50 à 100 kW
- 1 réacteur d'avion : 30 MW à 90 MW
- 1 grande éolienne terrestre : 3 MW
- 1 centrale électrique thermique : de 500 MW à 1 000 MW
- 1 réacteur nucléaire de type EPR : 1 600 MW

En 2011, la production d'électricité en France a atteint 562,4 TWh, dont 12,2 TWh à partir d'éolien et 2 TWh à partir de photovoltaïque. La consommation d'électricité s'est quant à elle élevée à 478 TWh (soit environ 20 kWh par jour et par habitant), en recul de près de 7 % par rapport à 2010 en raison de la crise économique (Source : RTE - Bilan électrique 2011).

On utilise également comme unité d'énergie, la **tonne équivalent pétrole ou tep**. C'est l'énergie conventionnellement fournie par la combustion d'une tonne de pétrole : pour les conversions d'énergie finale, l'AIE retient le coefficient de 1 MWh = 0,086 tep (1 tep = 11 630 kWh = 42 GJ) ou 1 TWh = 86 000 tep.

La satisfaction de cet objectif européen de 23 % en EnR pour la France, au regard de l'objet de la présente mission (électricité PV et éolien), se traduit par des objectifs nationaux liés aux utilisations de l'énergie électrique en France.

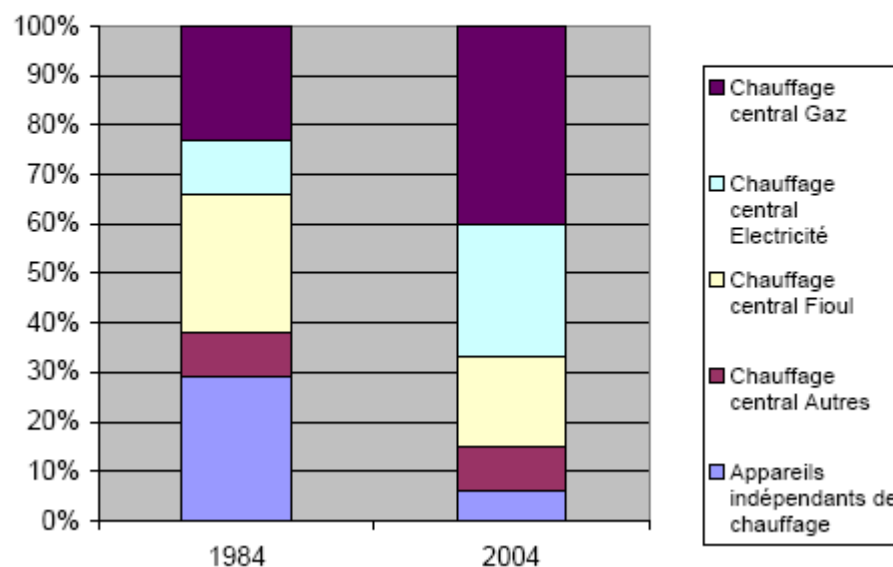
Les objectifs nationaux destinés à maîtriser l'énergie et limiter nos émissions de GES se déclinent différemment d'un pays à l'autre entre les quatre domaines que sont l'industrie, les transports, le bâtiment (résidentiel-tertiaire) et l'agriculture, et les gains résiduels sont très différents d'un domaine à l'autre. En considérant les trois premiers domaines (le domaine bâtiment inclut les bâtiments agricoles) :

1. Depuis le premier choc pétrolier, du fait des mesures réglementaires et de fiscalité incitative, l'intensité énergétique du secteur industriel a fortement diminué (division par 2 en 30 ans entre 1975 et 2005) et les émissions de GES y ont diminué de près de 25 % depuis 1990 : les gains en termes d'économies d'énergie, sauf désindustrialisation et délocalisations, y apparaissent désormais limités ;
2. S'attaquer aux consommations d'énergie dans les transports (transports de personnes et de marchandises) reste problématique : les perspectives de diminution de la consommation unitaire sont limitées, et l'infléchissement de la tendance haussière des déplacements est peu visible dans le temps ;
3. Le secteur résidentiel tertiaire, qui représente près de la moitié de la consommation française d'énergie et près du quart des émissions de CO₂, apparaît comme le seul secteur où il est possible d'agir.

Enfin, on notera sur le résidentiel tertiaire, pour compléter le panorama sur les postes les plus consommateurs d'électricité et susceptibles de gains en consommation (énergie finale) ou par substitution d'une électricité produite localement à l'électricité distribuée par le réseau, les éléments suivants relatifs à l'électricité consommée :

1. Le principal poste de consommation d'énergie des logements est le chauffage : la part du chauffage central est prédominante et en son sein la part du chauffage gaz et électrique ;

Structure et évolution des consommations d'énergie finale dans les résidences principales en France métropolitaine (données CEREN)



2. Les consommations spécifiques d'électricité (électronique de loisirs, appareils ménagers, ...) connaissent une croissance importante.

1.2.3 Réduire la part du nucléaire à 50 % en 2025

Plus récemment le **Président de la République a fixé comme objectif de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % en 2025**. Pour fixer les idées, sur la base de la production électrique de 2011 (562,4 TWh) et d'une part du nucléaire égale à 78,7 %, cela signifie **161 TWh à remplacer**. Autrement dit, cela représente à horizon 2025 environ le double du volume de l'électricité d'origine renouvelable tel qu'il doit résulter des objectifs de 2020, soit un nouvel accroissement de la part de l'électricité renouvelable couplé avec le développement de nouveaux moyens de production classiques éventuellement plus performants (Ex : centrales thermiques à cycle combiné gaz).

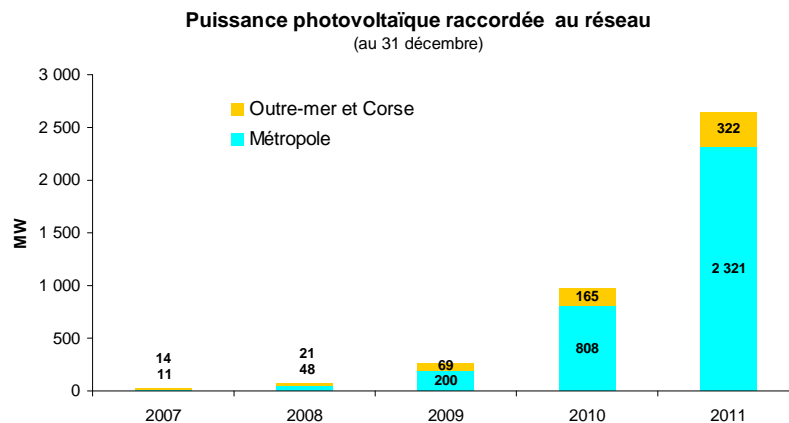
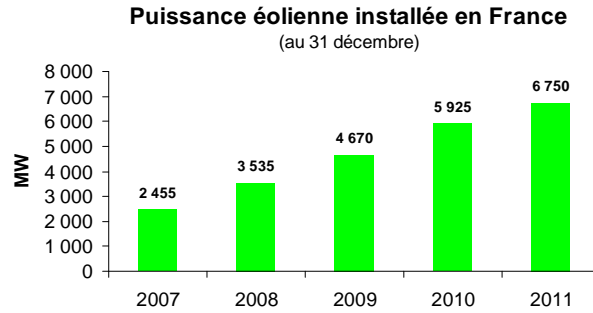
1.3 Éolien et photovoltaïque en France : des parcs encore modestes mais en croissance rapide...

Le nombre de techniques actuellement utilisées pour produire de l'électricité à partir de sources renouvelables reste limité. La plus ancienne est l'hydroélectricité qui fournit 9 à 12 % de l'électricité en France⁸. Mais l'essentiel de l'équipement est désormais atteint et il n'est plus possible, du fait notamment de la prise en compte de certaines contraintes environnementales, de l'augmenter significativement. De l'électricité peut être tirée de la biomasse (biogaz), mais en concurrence avec d'autres usages comme la production de chaleur.

Les deux techniques les plus prometteuses restent l'éolien et le solaire photovoltaïque, mais il ne faut cependant pas espérer qu'elles puissent constituer à elles seules la solution, en raison de coûts de production encore élevés, mais également d'impacts environnementaux à prendre en compte, notamment les conditions d'insertion dans le paysage et d'occupation de l'espace, sans méconnaître les problèmes soulevés par leur caractère diffus et intermittent (nécessité de renforcement des lignes, de construction de solution de production de secours lors des creux d'intermittence, ainsi que de dispositif de stockage de l'électricité).

Sous l'impulsion d'aides financières à leur développement (tarifs de rachat très incitatifs, appels d'offres), le parc éolien, et surtout le parc photovoltaïque, sont en croissance rapide en France depuis quelques années.

⁸ Ce pourcentage variant en fonction de l'hydraulicité handicapée ces dernières années par les sécheresses.



Au rythme actuel de progression du raccordement de nouvelles unités photovoltaïques au réseau, l'objectif de 5 400 MW pour 2020 pourrait être atteint dès 2015.

1.4 ... mais aussi des potentiels énergétiques à ne pas surestimer

A la différence des énergies thermiques, nucléaire ou hydraulique, l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque sont des **énergies intermittentes**, dont la production nécessite du vent ou du soleil dont la puissance varie en permanence⁹. Outre les questions d'adéquation de l'offre et de la demande en électricité qui seront examinées plus loin, la production d'énergie sera, à puissance nominale égale, très différente selon qu'elle proviendra d'une centrale thermique à charbon, à gaz, d'une centrale nucléaire, d'une éolienne ou d'un système photovoltaïque.

1.4.1 Puissance et énergie produite : de grands écarts suivant les techniques

Pour passer de la puissance nominale de l'installation à l'électricité effectivement produite en un an, on utilise classiquement des **coefficients d'équivalence exprimés en nombre d'heures de production annuelle**¹⁰ **équivalent puissance nominale**. Pour la France métropolitaine, on retient généralement, comme ordres de grandeur, les coefficients suivants :

⁹ C'est une lapalissade de dire que l'on ne peut par exemple pas espérer produire de l'énergie photovoltaïque la nuit !

¹⁰ Une année de 365 jours comporte 8 760 heures

NOMBRE D'HEURES DE PRODUCTION ANNUELLE EQUIVALENT PUISSANCE NOMINALE

	Nucléaire	Éolien à terre	Éolien en mer	Photo-voltaïque (*)	Centrale à gaz	Centrale à charbon
Heures de fonctionnement dans l'année équivalent puissance nominale	7 000	2 000	3 000	1 000	7 000	7 000

(*) Bien entendu ce coefficient de 1 000 heures/an est susceptible de fortes variations en fonction de la région. Dans le sud de la France, on sera plutôt à 1 200 – 1 300 heures, et à 2 000 heures en Californie.

Sources : Bilan énergétique, calculs des auteurs

Exemple : en un an, une centrale à charbon de 1 000 MW produira 7 TWh, alors qu'une ferme solaire de même puissance ne pourra fournir que 1 TWh.

Cette différence de nature entre les différents modes de production d'électricité est illustrée par la comparaison des puissances installées et des quantités d'électricité effectivement produites.

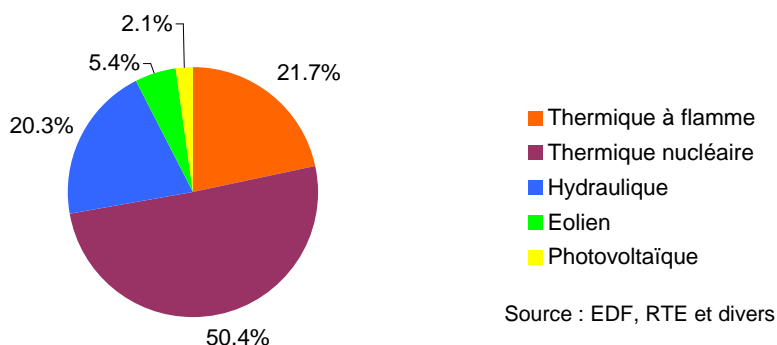
COMPARAISON PUISSANCE-PRODUCTION : nucléaire, éolien, photovoltaïque

Année 2011	Nucléaire	Part nucléaire (%)	Éolien	Part éolien (%)	Photo-voltaïque	Part PHOTOVOLTAÏQUE (%)
Puissance installée (MW) (moyenne sur l'année)	63 000	88,7 %	6 000	8,5 %	2 000	2,8 %
Production 2011 (TWh)	442.4	96,9 %	12.2	2.7 %	2	0.4 %

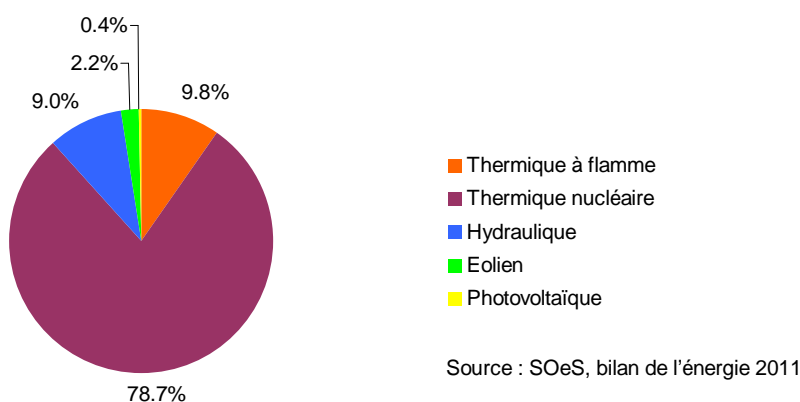
Au-delà de l'intermittence, certaines sources d'électricité sont également moins sollicitées comme le thermique à flamme (centrales à charbon, à gaz et à fioul) et interviennent plutôt comme sources d'appoint lorsque la demande est forte. En effet ces centrales utilisent des technologies leur permettant de démarrer « à la demande » ; par ailleurs, elles utilisent des combustibles fossiles importés qui pèsent sur le déficit commercial et sont fortement émetteurs de CO₂. Pour ce qui est des centrales hydrauliques, il faut distinguer entre les différents types. Les centrales au fil de l'eau (installées sur les rivières) produisent en continu (en base) et fonctionnent pratiquement toute l'année. Les centrales de chute alimentées par des lacs-réservoirs en montagne seront plutôt sollicitées pour couvrir la demande en pointe ; leur productivité dépend directement de l'hydraulicité et peut varier significativement d'une année sur l'autre.

Cette non-corrélation entre la puissance installée et la production effective d'électricité est illustrée par les deux graphiques suivants qui comparent, pour l'année 2011, les puissances installées avec les quantités d'électricité effectivement produites.

Puissance électrique installée en France fin 2011 (total 122 GW)



Production d'électricité en France en 2011 (total 562,4 TWh)



1.4.2 Quelques repères sur l'éolien et le photovoltaïque : des ressources qui ne peuvent pas croître à l'infini

Les gisements d'énergie renouvelable, notamment l'éolien et le photovoltaïque, paraissent théoriquement quasi infinis. Mais leur exploitation se heurte à des contraintes physiques économiques et sociales.

En effet, à la différence des énergies tirées de la combustion, *a fortiori* du nucléaire, **les énergies éoliennes et photovoltaïques ne sont pas des énergies concentrées**, c'est-à-dire que les systèmes pour exploiter l'énergie cinétique du vent ou l'énergie électromagnétique (photons) du soleil devront avoir une plus grande dimension et occuperont beaucoup plus d'espace que les systèmes traditionnels. Pour fixer les idées, un parc éolien fournissant la même énergie qu'un réacteur nucléaire moyen occuperait plus de 400 km² (20 km x 20 km).

1.4.2.1 Éolien

Les éoliennes modernes à terre atteignent désormais des puissances nominales de 1 à 3 MW. Toutefois pour récupérer ces puissances de l'énergie cinétique du vent il faut des machines de très grande dimension la « densité » énergétique du vent étant faible. A titre d'exemple, l'éolienne VESTAS V112¹¹ dont la puissance nominale est de 3 MW, est une machine tripale dont le rotor est fixé sur un mât de plus de 90 m de haut et comporte trois pales mesurant chacune 55 m. La hauteur

¹¹ Source : <http://www.vestas.com>

de la machine dépasse 150 m et son rotor, avec un diamètre de 112 m, balaie une surface d'environ 1 hectare (9 852 m²)¹².

Fin 2011, il y avait environ 3 700 machines installées en France métropolitaine et 450 dans les DOM-TOM pour une puissance raccordée d'environ 6 750 MW¹³ (soit une puissance moyenne de 1,6 MW par machine).

Si l'on prend une moyenne de puissance de 2 MW pour les futures éoliennes installées à terre, l'objectif de 19 000 MW installés conduira à construire environ 6 000 nouvelles machines d'ici 2020.

Sur la base d'un rotor de 80 mètres de diamètre, et avec un espacement moyen entre deux éoliennes de 6 diamètres de rotor¹⁴, les 10 000 éoliennes s'échelonneront sur des lignes qui feront au total près de 5 000 km. Si on les dispose en « champs » plutôt qu'en lignes, la surface occupée serait de l'ordre de 2 500 km² (équivalent à un carré de 50 km sur 50 km, soit un demi-département moyen)¹⁵. Il y aura alors environ 2,5 fois plus d'éoliennes dans le paysage français qu'aujourd'hui.

L'implantation d'une éolienne suppose un certain nombre de **conditions géographiques** :

- la présence d'un vent suffisant ;
- une distance suffisante des urbanisations existantes ;
- l'absence de contraintes nées des sites protégés ;
- des conditions liées aux populations d'oiseaux et de chiroptères ;
- le respect de servitudes techniques (survol, radars météo, etc.).

On trouve des indications sur les zones finalement utilisables dans les 8 schémas régionaux climat air énergie approuvés au 31 juillet 2012, qui comportent un schéma éolien. Certains schémas (comme ceux de Bourgogne, de Rhône-Alpes ou d'autres régions) produisent une analyse détaillée, mais aucun ne donne d'analyse quantitative des surfaces possibles. L'analyse purement visuelle des cartes intégrées dans les schémas permet d'estimer le territoire utilisable à 10 à 15 % du territoire total. Il s'agit d'une estimation par excès puisque, pour chaque projet, les études détaillées peuvent mettre en évidence des contraintes inaperçues.

Une fois satisfaites ces conditions « géographiques », la carte de détail des vents et les contraintes économiques éliminent probablement une partie notable des surfaces restantes, notamment les conditions et les coûts d'accès et de raccordement au réseau. La viabilité économique évoluera naturellement en fonction du prix de l'énergie et du rendement des techniques.

On peut penser que le gisement géographiquement et économiquement viable restera considérable : 5 % du territoire français pourraient accueillir de l'ordre de 200 GW^{16,17}, soit pour 2 000 h de

¹² Par comparaison, la Tour Eiffel atteint 320 m de haut et s'inscrit dans un carré de 125 m de côté.

¹³ et 3 000 MW en instance de raccordement

¹⁴ L'espacement va de 3 à 9 diamètres de rotor

¹⁵ Rappelons cependant que la présence d'éolienne ne s'oppose pas à l'utilisation agricole du sol : la surface réellement occupée par la machine étant restreinte (massif de fondation)

¹⁶ Puissance disponible, rappelons-le, environ 2 000 h/an, soit environ un quart du temps

fonctionnement par an, de l'ordre de 400 TWh, en supposant réglé sans déperdition le problème de l'intermittence. **La question déterminante est dès lors d'ordre sociétal : quelle proportion de leur territoire les Français accepteront-ils de voir affectée aux fermes éoliennes ?** La mission n'a évidemment aucune préconisation sur ce point, qui doit résulter du débat démocratique. Elle souhaite cependant que l'effort d'analyse entrepris avec les schémas éoliens pour préciser les ordres de grandeur du possible soit mené à bien pour éclairer le débat.

Recommandation n°2. Dans les schémas éoliens de la seconde génération des SRCAE (31 décembre 2015), définir avec une meilleure résolution la cartographie des contraintes au développement de l'éolien.

Une synthèse des travaux SRCAE en cours montre que, pour le moyen terme, **il semble possible (avant les débats régionaux à venir) d'envisager un potentiel total de 27 000 MW pour l'éolien terrestre, soit environ 8 000 MW de plus que l'objectif 2020.** En tout état de cause, si tout ce potentiel était mis en œuvre, cela conduirait à une production de 54 TWh d'électricité, soit environ 10 % de la production électrique actuelle, du même ordre de grandeur que la production hydroélectrique¹⁸. Ce potentiel pourra évidemment être accru en cas d'arbitrages favorables au développement de l'électricité éolienne au détriment d'autres usages, mais il pourrait également ne pas être réalisé totalement du fait de contraintes très locales difficiles à appréhender dans la préparation des SRCAE. Le potentiel de l'éolien offshore est quant à lui estimé, en l'état actuel des techniques, à 6 000 MW, ce qui peut conduire à une production de 18 TWh. **Or la transition énergétique suppose une cible bien supérieure.**

L'implantation à grande échelle de l'éolien ne peut être fondée sur des initiatives imposées de l'extérieur. Elle passe au contraire par l'appropriation locale d'objectifs de développement. Des « contrats de Plan » de « développement éolien » pourraient utilement être passés avec les régions françaises, (pour la participation active et concertée de l'Etat et des collectivités territoriales, régions, départements et communes) en s'appuyant notamment sur les SRCAE (Schéma Régional Climat Air Energie) comme développé ci-après, avec des engagements quantifiés et programmés en termes de zones d'implantation et de projets éoliens autorisés.

Recommandation n°3. Confier au maire la délivrance des permis de construire les éoliennes lorsque des zones d'accueil des éoliennes auront été définies dans le SCOT ou dans le PLU communal

L'achèvement prochain du déploiement des SRCAE pose par ailleurs la question des processus administratifs auxquels est soumise la création d'un parc éolien. Il s'agit de deux actes administratifs

¹⁷ On aurait alors 25 à 30 fois plus d'éoliennes qu'aujourd'hui dans le paysage français...

¹⁸ Qui présente néanmoins l'avantage d'être commandable pour la moitié de la puissance installée, l'autre moitié étant plutôt au « fil de l'eau » (ce qui assure une production fatale mais régulière).

ayant la nature de « planifications » (ZDE et SRCAE), deux actes de nature technique (Installation classée pour la protection de l'environnement et autorisation de produire de l'électricité) et un acte relevant du droit des sols (le permis de construire), auxquels s'ajoutent les conditions techniques de raccordement prescrites par le réseau de distribution. La succession de ces actes induit des délais pour les investisseurs et leurs financiers, ainsi que pour le progrès de la production d'énergie renouvelable ; le nombre d'actes multiplie également les occasions de recours, et accroît donc l'insécurité juridique.

Recommandation n° 4. Supprimer l'obligation d'appartenir à une ZDE pour bénéficier des aides dans les régions dotées d'un SRCAE approuvé (SRCAE de seconde génération fin 2015 soumis à enquête publique). Mettre à l'étude, en collaboration avec la DGPR, le remplacement de la procédure d'autorisation ICPE par une procédure de simple déclaration ou soumettre les éoliennes terrestres au régime de l'enregistrement concernant certaines installations classées. Simplifier la procédure d'autorisation de produire de l'électricité d'origine éolienne terrestre. Augmenter les amendes en cas de recours abusif.

1.4.2.2 Solaire photovoltaïque

Avec les panneaux actuels, constitués pour la quasi-totalité de silicium cristallin, la puissance de crête¹⁹ est d'environ une centaine de watts par mètre carré de panneau. La production en France métropolitaine sera voisine de 100 kWh/an/m² de panneau (1 000 heures équivalent puissance de crête). Une toiture comportant 30 m² de panneaux aura une puissance de crête d'environ 3 kW pour une production annuelle de 3 000 kWh d'électricité par an. Par comparaison, la consommation d'électricité moyenne d'un Français a été d'environ 6 850 kWh en 2011.

Une ferme photovoltaïque d'une puissance crête de 1 MW utilisera 10 000 m² de panneaux et occupera une superficie d'environ 2 hectares. Sa production annuelle sera de 1 000 MWh en France métropolitaine. Pour assurer à partir de fermes photovoltaïques la totalité de la production électrique française de 2011 (562,4 TWh), et en supposant réglée sans déperdition électrique la gestion de l'intermittence, il faudrait couvrir de panneaux environ 11 240 km², soit 2 % du territoire (superficie de deux départements environ). Par comparaison, les surfaces artificialisées (bâtiments, routes, infrastructures diverses) représentent environ 9 % du territoire métropolitain.

Ces ordres de grandeur n'ont d'autre ambition que de montrer que si les énergies éoliennes et photovoltaïques constituent une solution d'avenir pour notre transition énergétique, il reste illusoire d'espérer à moyen terme, indépendamment même des questions d'intermittence et de coûts de production qui seront abordés plus loin, qu'elles puissent répondre au problème à elles-seules. Au

¹⁹ La puissance de crête (ou puissance pic) est la puissance électrique maximum que l'on peut retirer d'un panneau quand le rayonnement solaire est optimal (midi, incidence des rayons du soleil perpendiculaire au panneau)

Danemark, pays par excellence de l'éolien et arrivé pratiquement à saturation, l'électricité éolienne ne parvient à satisfaire qu'environ 20 % de la consommation électrique.

Dans le **Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France** (Édition 2011)²⁰, RTE a fait une simulation de ce que pourrait être la répartition de nos moyens de production électrique en 2030 en abaissant la puissance nucléaire de 65 GW (scénario tendanciel incluant la mise en service de l'EPR de Flamanville) à 40 GW (ce qui ramènerait la production d'électricité d'origine nucléaire à environ 50 % de la production électrique totale).

Il en ressort notamment (voir encadré 2 ci-après) que, sous réserve de disponibilités foncières, d'acceptabilité par les populations environnantes, et d'augmentation du prix de l'électricité pour les consommateurs (voir points ci-après) :

- la **puissance éolienne** devrait être portée à 40 GW contre 32 GW dans le scénario tendanciel (et dont on a vu au paragraphe précédent que cela apparaissait comme une limite encore atteignable²¹), soit une **augmentation de 25 %** (soit encore l'équivalent de 4 000 éoliennes de 2 MW de puissance nominale supplémentaires) ;
- la **puissance photovoltaïque** devrait être portée de 18 GW (scénario tendanciel retenu par RTE) à 25 GW, soit une augmentation de 39 % (soit encore l'équivalent de 7 000 ha de panneaux solaires supplémentaires²²).
- les **émissions de CO₂** liées au secteur électrique français **augmenteraient de 47 %** ;
- il faudrait renoncer à être exportateur d'électricité, nos exportations baissant d'environ 64 TWh, ce qui représente, au cours actuel de l'électricité de gros d'environ 50 €/MWh, une **perte d'exportation annuelle d'au moins 3,2 Mds Euros**, et davantage si le prix de l'électricité augmente significativement d'ici 2030. Une augmentation du prix de l'électricité dans les années à venir est en effet probable si le gaz se confirme comme une source dominante de production électrique, comme le montre le graphique ci-après.

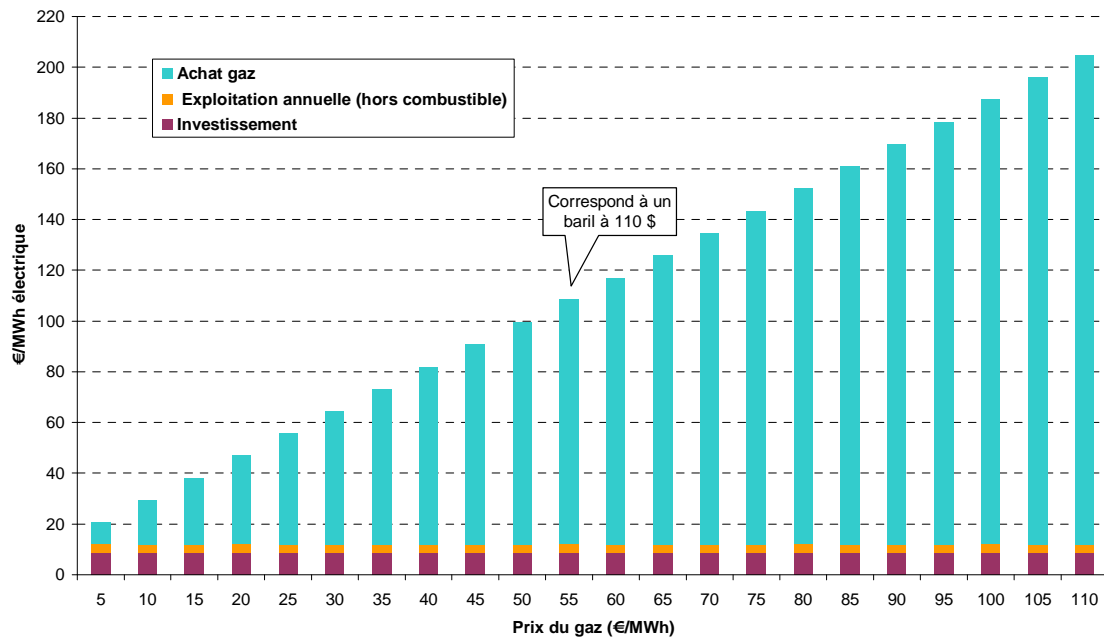
Recommandation n°5. Explorer la possibilité d'autres sources d'énergie électrique pour compléter le photovoltaïque et l'éolien dans la transition énergétique.

²⁰ http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_complet_2011.pdf

²¹ 27 GW en éolien terrestre et 6 GW en éolien en mer

²² Aux rendements actuels des panneaux photovoltaïques qui conduisent à des puissances d'environ 100 W/m²

Prix de production d'un MWh électrique à partir d'une centrale à gaz



Source : calculs des auteurs

Puissances installées en France

GW	Offre "Référence" 2030	Offre "Nucléaire bas" 2030
Nucléaire	65.0	40.0
Charbon	2.9	2.9
CCG	6.4	6.4
Fioul et TAC	1.5	1.5
Thermique décentralisé non EnR	4.5	4.5
Thermique décentralisé EnR	2.6	6.3
Hydraulique	25.2	28.2
Éolien	32.0	40.0
Photovoltaïque	18.0	25.0
Effacements	3.0	3.0
Puissance complémentaire*	4.3	10.0

* nécessaire au respect du critère d'adéquation en France, aux horizons long terme

Bilans énergétiques

TWh	Vision "Référence" 2030	Vision "Nucléaire bas" 2030
Consommation nationale	554.3	530.2
Pompage	7.3	9.7
Solde exportateur	65.9	1.4
DEMANDE	627.4	541.3
Nucléaire	425.7	283.0
Charbon	6.3	11.5
CCG	14.7	20.5
Fioul, TAC et effacements	0.6	0.9
Thermique décentralisé non EnR	9.8	9.8
Thermique décentralisé EnR	14.6	30.7
Hydraulique*	69.4	73.9
Éolien	67.4	84.2
Photovoltaïque	18.8	26.1
Puissance complémentaire	0.1	0.7
OFFRE	627.4	541.3
Ratio EnR	28,5 %	37,8 %
Estimation CO ₂ émis par le secteur électrique français (MtCO ₂)**	15.7	23.1

* : y compris turbinage des STEP

** : sans captage ni stockage du CO₂ sur les équipements charbon, sans prise en compte des éventuelles émissions de CO₂ générées par les moyens d'offre complémentaires

1.5 Le problème de l'intermittence et de l'imprévisibilité

Tant l'énergie éolienne que l'énergie photovoltaïque se caractérisent par leur **intermittence**, et leur **caractère fatal** : le producteur ne peut piloter sa production. C'est un handicap réel, car ces sources peuvent ne pas produire au moment de la demande la plus forte, et à l'inverse produisent, au moment où le réseau n'en a pas besoin, une énergie fatale, excédentaire et au final gênante. Bien entendu, il reste possible de ne pas accepter cette énergie sur le réseau, mais on perd alors une énergie renouvelable.

En France métropolitaine, sur les 8 760 heures de l'année,

- les installations éoliennes terrestres pourraient produire utilement en équivalent pleine puissance, de l'ordre de 2 000 h en moyenne (avec des pointes à 2 800 h), les éoliennes marines produiraient 3 000 à 3 500 heures (4 000 h à Gibraltar ou au nord de l'Écosse).
- les installations photovoltaïques pourraient produire utilement en équivalent pleine puissance de l'ordre de 1 300 heures à 1 700 heures selon les régions.²³

La recherche de l'adéquation entre les productions intermittentes et le profil temporel de la demande, grâce à des possibilités de stockage ou d'écrêtement des pointes, fait l'objet d'importants programmes de R&D dans le monde entier.

1.5.1 Des limitations techniques

Les effets de l'intermittence peuvent être partiellement atténués par la mutualisation des moyens de production, au travers du réseau de transport de l'électricité. Par exemple, la France bénéficie de trois régimes de vent différents : au nord, à l'ouest et au sud, le vent ne souffle pas aux mêmes moments. La mise en commun des productions atténue donc partiellement les irrégularités, moyennant le cas échéant des investissements dans les réseaux de transport : les effets de l'intermittence sont marginaux tant que l'éolien, notamment, est peu développé, mais peuvent devenir problématiques au delà d'un certain seuil²⁴.

L'intermittence va par essence à l'encontre d'une production adaptée au profil de la consommation. L'énergie éolienne peut connaître des sautes brutales de production (lorsque le vent dépasse la vitesse maximum acceptable, toutes les machines du champ vont s'arrêter au même moment par mise en sécurité automatique). Les gestionnaires de réseaux considèrent que ce problème est gérable par les moyens courants tant que l'énergie intermittente ne dépasse pas 30 % de la puissance installée ; certains pays ou régions s'approchent de ce seuil (la Crête), mais la France en est encore loin, sauf dans certaines îles d'outre-mer.

²³ les chiffres donnés ici sont des maximum théoriques, correspondant à un fonctionnement parfait. Les chiffres réels qu'on peut escompter en moyenne et que l'on constate aujourd'hui en comparant puissance installée et production sont un peu inférieurs (v. § 1.4.1.)

²⁴ Cf. le cas actuellement en Allemagne confrontée à de graves problèmes de réseau.

1.5.2 Mais une source d'opportunités multiples

Si l'intermittence est un handicap objectif, la gestion des problèmes d'intermittence, à laquelle le monde entier devra de plus en plus se confronter, ouvre des champs d'activité économique renouvelés sur lesquels la France peut se positionner favorablement. Il s'agit notamment :

- d'améliorer les conditions de prévision de la production ;
- de convertir des kWh de peu de valeur en kWh de haute valeur ;
- de convertir de la demande coûteuse à satisfaire en demande moins onéreuse.

Il s'agit donc :

- des prévisions météo fines ;
- des techniques de stockage de l'énergie ;
- des techniques d'écrêtement de la demande ;
- de transport et de mutualisation intelligente.

1.5.2.1 La prévision météorologique

La France, avec Météo-France, est bien placée sur ces sujets et innove. Par exemple, des entreprises françaises développent des systèmes de prévision précise du vent à court terme sur site éolien, par des techniques laser. Dans les DOM et en Corse, EdF SEI a élaboré des algorithmes qui fournissent des prévisions à J + 1 et à quelques heures, en partenariat avec les universités locales (Antilles – Guyane, Corse). Les opérateurs éoliens proposent des prévisions avec un prestataire externe, Metorex. Le centre de conduite du système électrique d'EdF Guadeloupe utilise chaque jour une prévision pour le lendemain, avec une erreur significative à l'heure près, mais une bonne allure globale. Une expérimentation sur les prévisions de production avec l'Université Antilles Guyane dans le cadre du projet Anemos Plus vise une prévision à très court terme (quart d'heure).

1.5.2.2 Le stockage de l'énergie

L'énergie électrique est difficilement stockable. Le stockage de l'énergie est un très vieux sujet, difficile et longtemps décevant : on aimerait pouvoir stocker de l'énergie en période de faible demande (ou durant les pointes de production intermittentes) pour la restituer lors des pointes de demande (ou durant les creux de production intermittente), transformant ainsi des kWh de peu de valeur et d'utilité en kWh plus précieux et utilisables. Compte tenu de leurs coûts et de leurs rendements, les techniques de stockage aujourd'hui disponibles (à l'exception notable de l'hydraulique) ne sont que rarement viables en situation. Il est important de soutenir la recherche et le développement afin que les progrès des prochaines années fassent évoluer la donne.

Ce n'est qu'au delà d'un certain taux de pénétration de l'électricité produite par des sources intermittentes (le chiffre de 30 % en puissance est souvent cité), que le stockage de l'énergie dans des conditions techniques et économiques acceptables apparaîtra comme une condition *sine qua non* pour la poursuite de leur développement.

Le stockage de l'énergie fait l'objet d'une compétition renouvelée à l'échelle mondiale, autour d'un bouquet de techniques :

- les unes matures mais limitées, comme l'hydraulique : les STEP (stations de transfert d'énergie par pompage), turbinent de l'eau d'un niveau bas à un niveau plus élevé pour stocker l'énergie sous forme potentielle (1 m³ élevé de 360 m stocke 1kWh d'énergie potentielle). Du grand barrage à la petite retenue, la STEP peut être utilisée à différentes échelles. Le rendement va de 70 à 80 %. La technique est complètement mature. Les coûts d'investissement dépendent évidemment des sites. La seule limite est la disponibilité restreinte de sites équipables. Les « STEP marines » utilisent la mer comme réservoir inférieur, le réservoir supérieur étant par exemple installé au sommet d'une colline. Il faut noter que la France a un savoir faire reconnu dans le domaine des STEP²⁵, et que des projets intéressants sont développés, notamment des STEP marines dans les îles non interconnectées (Guadeloupe et Réunion en particulier) pour y favoriser le développement d'énergies intermittentes en stabilisant le réseau électrique.
- les autres de maturités inégales mais en évolution rapide dans une compétition internationale active :

L'air comprimé (CAES = Compressed Air Energy Storage) : ce système hybride gaz + électricité consiste à stocker de l'air comprimé dans des cavernes souterraines. Le rendement est de l'ordre de 50 %. Deux grands sites expérimentaux sont en fonction (Huntorf en Allemagne : 290 MW et Norton, aux USA : 2 700 MW).

Les batteries électrochimiques sont utilisées depuis les origines de l'électricité. L'enjeu actuel le plus fort est de mettre au point des batteries capables d'alimenter des véhicules électriques dans de bonnes conditions de sécurité, de confort d'utilisation et d'autonomie à des coûts acceptables. Les générations techniques se succèdent (plomb-acide, cadmium-nickel, lithium ion...) et la compétition internationale est très vive. Le rendement du cycle charge-décharge atteint 70 %, et on peut penser que les prochaines années verront apparaître de plus en plus de modèles de véhicules électriques compétitifs. La France est à la pointe de la recherche sur un certain nombre de maillons de ces techniques.

L'hydrogène : il s'agit là de produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau à haute température dans les périodes d'excédent d'électricité, de le stocker sous forme comprimée, puis de restituer de l'électricité grâce à une pile à combustible ou dans une centrale électrique *ad hoc*. Le rendement du cycle complet est faible, de l'ordre de 30 %. Des installations expérimentales fonctionnent, notamment en France (MYRTE, la « Mission hYdrogène Renouvelable pour l'inTégration au réseau Electrique », a été inaugurée officiellement le 9 janvier 2012 à Vignola, en Corse). On est probablement loin de la compétitivité économique pour des applications de masse, mais l'enjeu à long terme peut être capital. Le CEA, notamment, s'est placé sur ce créneau.

Enfin, **la chaleur** offre sous une grande variété de formes des possibilités de stockage, en chauffant un fluide qui restituera son énergie au moment choisi. Certaines techniques sont sophistiquées (stockage dans un mélange de sels fondus à 360 ° C à la centrale Gemasolar, en Espagne) d'autres élémentaires (L'eau chaude du cumulus domestique, télécommandé pour chauffer aux heures creuses).

Les **volants d'inertie** (pour des quantités minimales), etc.

²⁵ L'expérience de l'usine marémotrice de la Rance a développé notamment un savoir faire rare sur les problèmes de résistance à la corrosion par l'eau de mer.

Des incertitudes planent sur certaines de ces filières, mais :

- chacune a des chances de parvenir à maturité avant 2030, la mission constatant des estimations très diverses pour les mêmes techniques selon la place de l'interlocuteur dans le système ;
- la R&D et l'industrie française sont aujourd'hui correctement placées sur de nombreux créneaux et leurs chances pour l'avenir sont entières ;
- on peut penser qu'une grande partie de la valeur ajoutée logera dans la capacité à combiner les ressources de manière de plus en plus intelligente.

Dans le meilleur des scénarios, des techniques de stockage opérationnelles et compétitives arriveraient à maturité dans la période où la prévalence des énergies intermittentes en France commencerait à rendre leur usage indispensable. La prospective dans ce domaine est aléatoire, mais l'importance de l'enjeu justifie certainement des investissements importants, notamment en R&D.

Recommandation n° 6. Etudier toutes les possibilités offertes par le stockage et l'effacement, en prenant appui sur les expériences disponibles dans les zones non interconnectées.

En tout état de cause, dans la perspective de la transition énergétique, le coût du stockage doit être une partie intégrante du coût de fourniture de l'électricité.

1.5.2.3 Les systèmes d'intégration

Le premier stade de l'intégration consiste à coupler une source intermittente avec une capacité de stockage dédiée. Ces solutions sont coûteuses, mais avantageuses dans les territoires non raccordés à de grands réseaux. La France développe des capacités intéressantes dans ses îles (DOM, Corse...) et a ainsi une base nationale pour développer l'export (ex des éoliennes développées par Vergnet pour les îles et les endroits isolés). La SAFT, notamment, développe avec succès des solutions de batteries de grande capacité en conteneurs, appropriées au lissage à court terme (infra-horaire) des productions d'énergie intermittente.

Le second stade consiste à utiliser les capacités disponibles d'objets ayant une destination primaire autre : ce peut être un simple ballon d'eau chaude, un radiateur, une retenue d'eau petite ou grande, la batterie électrique (peut-être un jour la pile à combustible) d'un véhicule, etc. Ces capacités peuvent servir à stocker de l'énergie d'origine intermittente et à l'utiliser pour écrêter des pointes de consommation. Elles peuvent aussi fournir un appoint au moment de la pointe.

Un marché, encore modeste, mais dont on n'a pas d'évaluation du potentiel, de l'écrêtement de court terme fondé sur ces capacités de stockage commence à se développer (notamment la société Voltalis opère avec plusieurs dizaines de milliers de clients).

Ces procédés nécessitent des réseaux communicants et une gestion intelligente de ces communications (« smart grids »). La gestion des échanges sur un ensemble plus large qu'une unité

de production permet de bénéficier d'effets de foisonnement intéressants. Les échelles pertinentes pour ces mutualisations peuvent être diverses, depuis celle du bâtiment jusqu'à celle de l'Europe interconnectée en passant par le quartier ou l'agglomération. Il y a pour les années à venir un champ d'expérimentations prometteur dont quelques expériences françaises et étrangères témoignent déjà.

Une forme d'avenir possible pour l'intégration optimum des énergies intermittentes peut réunir dans une mutualisation intelligente, à l'échelle d'un territoire plus ou moins étendu :

- des capacités de production intermittentes renouvelables et décarbonées (éolien, solaire...);
- des capacités de stockage dédiées (STEP, peut-être pile à combustible ou installation d'air comprimé...);
- des capacités de stockage occasionnelles (eau chaude, batteries des véhicules électriques en circulation et batteries déclassées);
- des réseaux permettant les échanges bidirectionnels, la circulation de l'information sur l'état du système et le pilotage des échanges.

Sur chacune des mailles de ce réseau, l'économie française a des points d'excellence auxquels il faut donner soutien et terrains d'expérience.

1.6 La question de la parité réseau

1.6.1 Quelle est la valeur économique de l'électricité ?

L'utilité économique (mesurée en valeur de marché) d'un kWh varie beaucoup selon le moment et l'endroit où il est produit. En effet, tant que chacun ne pourra pas stocker son électricité pour pouvoir l'utiliser à sa guise comme du fioul ou de l'essence, la demande d'électricité ne s'exprimera pas en kWh mais en kW à un instant donné et à un endroit donné. En France, le prix sur le marché de gros peut varier de - 200 €/MWh (valeur négative pour une énergie fatale qui perturbe l'équilibre du réseau) à 3 000 €/MWh entre la demi-heure la plus creuse et la demi-heure la plus chargée de l'année (moyenne : 50 €/MWh environ).

On ne constate aucune corrélation ni déphasage particuliers entre les moments où le vent souffle et les rythmes de consommation, de sorte que la valeur du kWh éolien injecté dans le réseau peut être estimé à la valeur moyenne annuelle (50 €/MWh environ) tant que la production éolienne reste modeste dans la production totale.

La question est moins simple pour le photovoltaïque : il y a environ 5 à 7 fois moins d'ensoleillement en hiver, période de forte demande, qu'en été (en France métropolitaine), mais en été, la courbe journalière de la production photovoltaïque suit mieux celle de la demande (et la suivra d'autant plus que la climatisation se développera). Globalement, et sous bénéfice d'études plus précises, on peut estimer aussi la valeur d'usage du kWh photovoltaïque à la valeur moyenne annuelle (50 €/MWh environ).

Ces estimations ne prennent pas cependant en compte le coût de la gestion de l'intermittence.

1.6.2 Vers la parité réseau ?

Comme on le verra plus bas, le prix des panneaux photovoltaïques installés connaît une baisse régulière et rapide, constatée pour tous les types d'installations, certains estimant que ces prix baissent de 20 % à chaque doublement de la puissance installée. Sur la base d'un prix de panneau de l'ordre de 1,30 €/Wc (la cellule représentant actuellement entre 0,5 et 0,7 €/Wc), le prix de production de l'électricité peut descendre aux alentours de 170 €/MWh pour des installations d'une taille supérieur à 100 kWc, soit plus de 3 fois la valeur d'usage actuelle. Compte tenu que les prix des installations comportent une part peu compressible (notamment la pose sur site), et même en supposant une baisse continue du prix des panneaux eux-mêmes, il est peu probable que cette technique parvienne à la rentabilité à échéance prévisible pour les usages diffus sur le territoire métropolitain. Le procédé garde en revanche tout son intérêt pour des usages très spécifiques comme des sites isolés difficilement raccordables au réseau de distribution d'électricité ou dans les îles françaises d'Outre-mer beaucoup plus ensoleillées et où la demande de chauffage électrique est marginale.

En ce qui concerne l'éolien, les installations terrestres actuelles produisent à un coût moyen de l'ordre de 80 € / MWh. Les progrès attendus à court terme laissent espérer que la « parité réseau » est atteignable avant 2020 pour les meilleurs sites, sans prise en compte du coût de la gestion de l'intermittence.

1.7 Les enjeux environnementaux

1.7.1 Impacts CO₂

Au-delà de l'économie de combustibles fossiles, l'un des intérêts des panneaux photovoltaïques et des éoliennes est de produire une électricité théoriquement sans CO₂ puisque son processus de production, que ce soit dans l'éolien ou dans le photovoltaïque, ne fait plus appel à la combustion de substances carbonées. Pour autant, le bilan ne saurait être totalement nul car si l'on fait l'analyse du cycle de vie, les machines éoliennes comme les capteurs photovoltaïques ont besoin d'énergie et de matières premières pour être fabriquées et installées (acier, béton, métallurgie du silicium, plastiques, composants électriques, transport et installations des composants, etc.). L'ADEME estime ainsi que le contenu CO₂ du kWh éolien est d'environ 15 g et celui du kWh photovoltaïque d'environ 50 g.

D'autres études donnent des chiffres (*voir annexe 4*) nettement plus élevés pour les panneaux photovoltaïque à base de silicium, compte tenu des quantités d'électricité nécessaires au raffinage du silicium. Les contenus carbone pour des panneaux photovoltaïques Si-cristallin seraient de 89 g/kWh utilisé en fabrication (soit environ 180 g/Wc) pour un panneau fabriqué en France (temps de retour CO₂ : 2 ans environ) mais de 748 g/kWh (soit environ 1 500 g/Wc) pour un panneau fabriqué en Chine (temps de retour CO₂ : 16 ans environ)²⁶.

Ces chiffres sont à prendre avec prudence et doivent être avant tout considérés comme des **ordres de grandeur**. On peut cependant les comparer à ceux d'autres énergies décarbonées (hydraulique : 4 g CO₂/kWh ou nucléaire : 8 g CO₂/kWh) ou à ceux de l'électricité produite à partir de combustible

²⁶ La différence tient au contenu en CO₂ de l'électricité, beaucoup plus faible en France qu'en Chine du fait de la prévalence en France du nucléaire et de l'hydraulique.

fossiles (centrale électrique à charbon : 900 g CO₂/kWh ; centrale à gaz à cycle combiné : 440 g CO₂/kWh).

A cet égard, l'impact CO₂ de l'électricité éolienne (voire photovoltaïque) est sans doute plus à rechercher du côté des systèmes de soutien liés à leur intermittence. Ceux-ci peuvent être très différents en termes de CO₂ : peu important sans doute si l'on fait appel à des STEP et si le pompage pour remonter l'eau dans le bassin supérieur a été réalisé avec de l'électricité décarbonée, beaucoup plus significatif si le soutien met en œuvre des cycles combinés à gaz ou des turbines à combustion.

Lorsque le couple électricité éolienne ou photovoltaïque et ses systèmes de soutien se substituent à de l'électricité produite dans des centrales à charbon, le gain en CO₂ est évident. Lorsqu'il se substitue à de l'électricité nucléaire, les émissions de CO₂ augmentent. C'est d'ailleurs le choix implicitement assumé par l'Allemagne lorsqu'elle a décidé, après la catastrophe de Fukushima, de fermer ses réacteurs nucléaires.

Recommandation n°7. Prendre en compte le bilan GES (analyse du cycle de vie) des technologies (y inclus les dispositifs de secours, le renforcement des lignes électriques et les pertes énergétiques induites).

1.7.2 Paysages, occupation des sols, acceptabilité sociale

L'éolien terrestre fait l'objet de controverses qui portent sur l'impact visuel et paysager, le bruit des machines en dépit d'importants progrès déjà réalisés, l'impact potentiel sur l'avifaune ou encore les perturbations causées aux radars (notamment météo).

Plutôt bien accueilli au début, le développement rapide de nouveaux parcs éoliens a suscité des oppositions de type « NIMBY »²⁷.

Pour répondre à ces préoccupations environnementales, le législateur a pris des mesures pour encadrer l'installation des nouvelles machines (notamment la règle des « 5 mâts »²⁸ qui veut qu'un parc éolien comporte au minimum 5 machines pour éviter le mitage du territoire, l'éloignement d'au moins 500 m des habitations pour limiter les nuisances visuelles et sonores). Ces nouvelles règles (sauf assouplissement demandé par les professionnels²⁹, notamment sur la règle des « 5 mâts ») risquent de freiner le développement de nouvelles installations, quelle qu'en soit par ailleurs l'acceptation par les populations voisines. Il est donc légitime de se demander si l'on pourra aller au-delà de l'objectif de 19 000 MW en 2020, voire l'atteindre. L'attachement manifesté à ces règles par un certain nombre d'élus ou d'associations ne doit pas empêcher qu'on s'interroge sur les possibilités d'un assouplissement.

²⁷ « Not in my backyard » : en Français « Pas à côté de chez moi ! »

²⁸ Article L.314-1 du code de l'énergie

²⁹ Dans cet ordre d'idées, le sénateur Roland COURTEAU a déposé le 5 juillet 2012 une proposition de loi visant à simplifier les procédures de création de zones de développement de l'éolien (ZDE) et d'abaisser de 5 à 3 le nombre minimum d'éoliennes par installation.

Recommandation n° 8. Remettre à l'étude les conditions restrictives d'implantation des éoliennes sur le terrain (impact paysager, 5 mâts minimum, distance des habitations).

On manque encore de recul pour l'éolien en mer, mais on ne peut pas exclure des réactions de la part des autres utilisateurs de la mer (pêcheurs, bateaux).

L'électricité photovoltaïque pose d'autres problèmes environnementaux, même s'ils paraissent moins importants que dans l'éolien. Dénués de pièces en mouvement, les capteurs ne produisent pas de nuisances sonores. On note cependant des polémiques sur leur couleur et les reflets qu'ils produisent.

Recommandation n° 9. Ne plus moduler les aides (aujourd'hui les tarifs de rachat) en fonction de l'intégration au bâti.

Cependant la principale contrainte reste sans doute le foncier, dont les fermes photovoltaïques posées au sol sont plus consommatrices que les éoliennes. A cet égard, le développement de fermes photovoltaïques, beaucoup plus efficaces et rentables que les panneaux sur toitures, entre en conflit avec d'autres usages du sol (notamment les cultures) et contribue à l'artificialisation du territoire qui a déjà atteint des niveaux préoccupants. En l'état actuel des choses, il paraît peu raisonnable de sacrifier des terres cultivables pour implanter des fermes photovoltaïques.

Par ailleurs la question de l'élimination et du recyclage des panneaux en fin de vie n'a pas encore été réellement examinée en raison de la jeunesse de la technologie et d'une espérance de vie des panneaux pouvant dépasser 30 ans. Cette question ne saurait pour autant être négligée, compte tenu de la présence dans les panneaux de matériaux semi-conducteurs éventuellement toxiques.

De plus, il ne faut pas oublier que l'on cherchera à produire de l'électricité éolienne là où il y a du vent et de l'électricité photovoltaïque là où il y a du soleil, ce qui ne correspond pas nécessairement aux zones de consommation et nuance l'appellation d'« énergies locales ». Pour assurer l'équilibre offre-demande, il sera nécessaire de renforcer les réseaux de transport et de distribution d'électricité. Or l'expérience prouve depuis quarante ans qu'il n'est pas si facile de construire de nouvelles lignes électriques dans notre pays, sans oublier le coût supplémentaire que cela représente³⁰. L'exemple de l'Allemagne est là pour nous rappeler cette difficulté : faute d'avoir pu construire les lignes suffisantes³¹ pour amener au sud du pays l'électricité produite par les éoliennes du nord (Mer du nord, mer baltique), ces dernières doivent parfois rester à l'arrêt³².

³⁰ Le coût de construction d'une ligne de 2 GW de capacité varie de 1 M€/km pour des lignes aériennes classiques à 10 M€/km pour des lignes enterrées.

³¹ Avec le développement massif des EnR, l'Allemagne a ainsi évalué son besoin en lignes électriques supplémentaires à environ 4 500 km. Or en raison de l'hostilité des populations locales et des recours devant les juridictions, seuls 150 km ont pu être construits ces dix dernières années.

³² 285 arrêts forcés d'éoliennes en 2009, 1 085 en 2010 ; 107 jours avec déconnexions en 2010 contre 65 en 2009

Indépendamment de leur compétitivité économique, il ne faut donc pas sous-estimer la question de l'acceptabilité sociale des énergies telles que l'éolien ou le photovoltaïque dans leur capacité à se développer en France.

1.7.3 Planifications et autorisations dans le domaine de l'éolien

Actuellement, deux types de planification du développement de l'éolien coexistent :

- l'une, dépourvue de force contraignante, passe par les **Schémas Régionaux Climat Air Energie** (SRCAE), comprenant un schéma éolien. Ces schémas doivent être élaborés conjointement par les régions et l'Etat (DREAL). 8 SRCAE sur 22 étaient approuvés au 1^{er} août 2012.
- L'autre, qui sert de fondement pour l'accès aux tarifs de rachat, est diligentée par l'Etat et s'exprime dans les **Zones de développement éolien** (ZDE)

Les autorisations (Permis de construire, ICPE, autorisation de produire de l'électricité) sont délivrées par le représentant de l'Etat.

La mission est d'avis que si un développement à grande échelle des énergies renouvelables est possible en France, il ne se fera pas contre les responsables locaux, mais avec eux et grâce à eux.

Il apparaît donc à la mission que la discussion sur les modalités de décentralisation des responsabilités peut être utilement ouverte, pourvu que le cadre d'exercice des responsabilités soit clair :

- au plan géographique : les SRCAE devant délimiter les zones propices au développement des énergies renouvelables, compte tenu de l'ensemble des contraintes ;
- au plan juridique : les servitudes de toute nature étant établies ;
- au plan de la production : des objectifs d'implantation (conformes notamment aux engagements européens de la France) étant convenus entre l'Etat et la Région ;
- au plan financier : les aides financières étant précisées dans leur nature, leur provenance et leurs enveloppes dans un contrat entre l'Etat et la Région.

Recommandation n° 10. Rapprocher la décision du citoyen en renforçant le rôle des collectivités locales, afin de permettre une meilleure appropriation locale, de susciter un intérêt financier pour l'accueil des éoliennes, et de faciliter la constitution de structures de financement participatif citoyen local, notamment de SEM, qui associent collectivités locales et privé dans le montage de projets

L'entrée dans ce dispositif pourrait se faire au fil du volontariat des régions et de l'élaboration des documents de planification, les autres régions restant dans le dispositif actuel.

Au plan local, on pourrait mettre en débat la possibilité de confier aux maires la décision de permis de construire pour les éoliennes lorsque les documents d'urbanisme approuvés (SCOT, PLU) ont défini des zones d'implantation conformes au schéma régional.

1.8 Aides aux filières éoliennes et photovoltaïques : tarifs de rachat, appels d'offre - Impact sur la contribution au service public de l'électricité (CSPE)

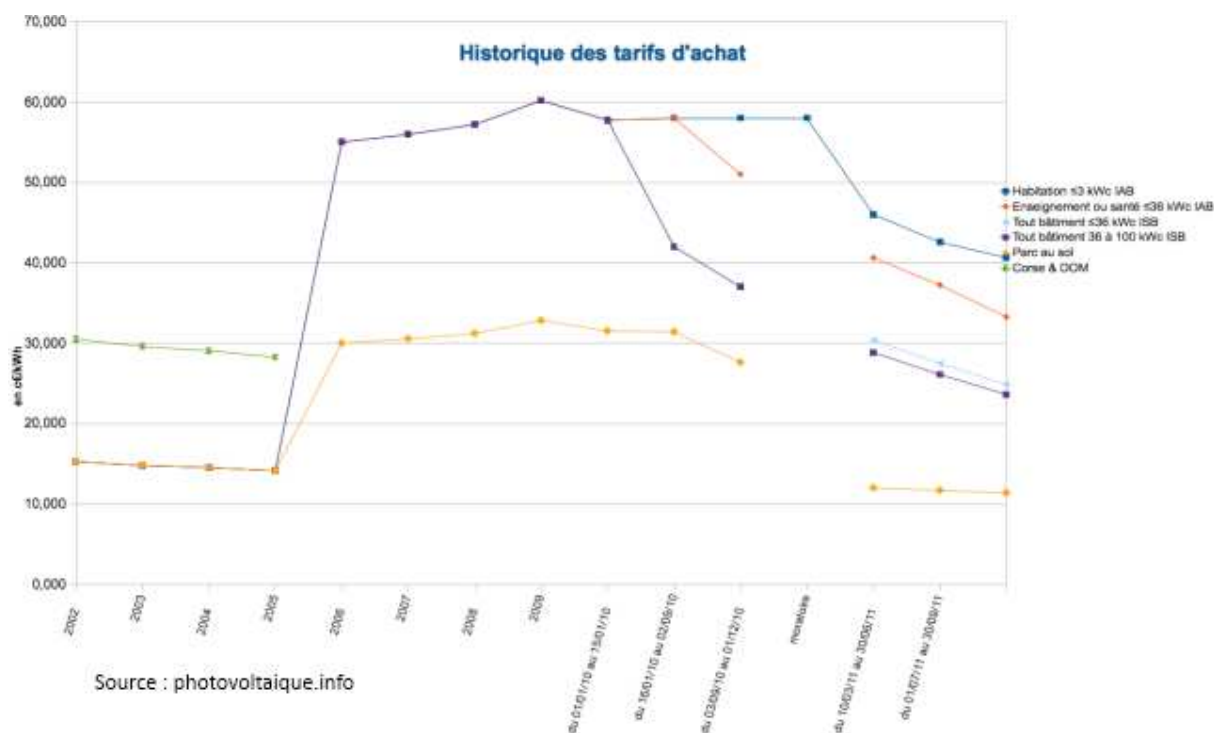
Malgré des baisses régulières des prix de revient, la production d'électricité à partir de sources renouvelables, éolienne et photovoltaïque, n'est toujours pas compétitive par rapport aux sources traditionnelles d'énergie, en dehors de quelques cas très spécifiques (zones non raccordées à forte insolation par exemple, et DOM où le coût de l'éolien est aujourd'hui compétitif par rapport à l'électricité produite par groupes diesel).

C'est pourquoi les Pouvoirs publics, soucieux du développement de ces énergies, ont mis en place depuis quelques années des dispositifs de soutien sous forme de tarifs de rachat garantissant l'équilibre économique de la production, et, plus récemment, d'appels d'offres (cas de l'éolien en mer et du photovoltaïque de puissance).

1.8.1 Tarifs de rachat

Le principe est de racheter systématiquement l'électricité produite (production dite « fatale ») que le producteur injecte sur le réseau. Ces tarifs sont garantis contractuellement sur une période allant de 15 à 20 ans selon les filières. Ces tarifs sont ajustés régulièrement pour tenir compte de l'évolution (généralement à la baisse) des coûts de production, d'éviter (si possible) la création de bulles spéculatives, comme celle qui avait motivé pour le photovoltaïque le moratoire de 2010, et d'ajuster la progression réelle du parc à la programmation pluriannuelle. La différence entre le tarif de rachat au producteur et le prix de gros de l'électricité actuellement autour de 50 €/MWh est prise en charge par la CSPE.

Le graphique suivant donne des indications sur l'évolution des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque au cours des dernières années.



EXEMPLES DE TARIFS DE RACHAT ACTUELS POUR L'ÉLECTRICITÉ ÉOLIENNE ET PHOTOVOLTAÏQUE

FILIERE	Arrêté	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les installations mise en service à la date de parution des arrêtés
Énergie éolienne à terre	17/11/2008	10 + 5 ans	82 €/MWh pendant 10 ans, puis tarifs dégressifs entre 28 et 82 €/MWh pendant 5 ans selon les sites.
Énergie éolienne en mer (hors appel d'offres)	17/11/2008	10 + 10 ans	130 €/MWh pendant 10 ans, puis entre 30 et 130 €/MWh pendant 10 ans selon les sites.
Photovoltaïque (tarifs juillet-septembre 2012)	4/3/2011	20 ans	Installations intégrées au bâti : de 353,9 €/MWh à 105,1 €/MWh selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation
			Installations intégrée simplifiée au bâti : de 184,2 €/MWh à 105,1 €/MWh selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation
			Autres installations : 105,10 €/MWh

Source : CRE³³

1.8.2 Appels d'offres

Lorsque les objectifs de puissances installées, fixés par la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI)³⁴ en matière de répartition des capacités de production électrique par source d'énergie, par technique de production et par zone géographique, ne sont pas naturellement atteints par les initiatives des opérateurs, le ministre chargé de l'énergie peut lancer des appels d'offre pour développer de nouvelles capacités de production. Les tarifs d'achat de l'électricité produite sont déterminés en fonction des offres effectivement retenues par le ministre chargé de l'énergie à l'issue

³³ Pour plus de détails, on pourra se reporter au site de la CRE (www.cre.fr)

³⁴ La PPI est prévue par l'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

de l'appel d'offres. L'année 2011 a vu le lancement d'un appel d'offre pour 3 000 MW d'éolien en mer ; 1 928 MW ont été retenus pour un prix d'achat très supérieur aux tarifs antérieurs (200 €/MWh contre 130 €/MWh) qui n'avaient pas permis jusqu'alors de développer cette forme de production d'électricité.

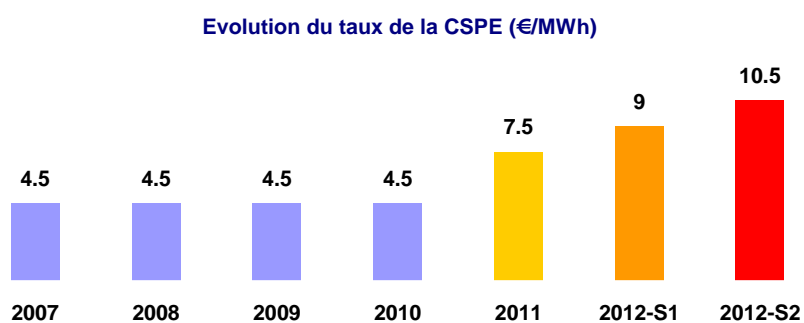
1.8.3 La CSPE : des charges en fortes hausses et des perspectives préoccupantes

La **Contribution au service public de l'électricité** (CSPE) a été instituée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 en application des articles L.121-6 et suivants du Code de l'énergie.

Elle a notamment pour objet de **dédommager les distributeurs d'électricité des surcoûts qui leur incombent au titre de leurs charges de services publics**³⁵, et notamment au titre des politiques de soutien à la cogénération et aux **énergies renouvelables**, au premier rang desquelles l'éolien et le photovoltaïque (obligation d'achat et appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie). Ces surcoûts sont établis sur la base de la différence entre le tarif d'achat pour la filière considérée (ou le prix résultant de l'appel d'offres) et les prix de marché de gros de l'électricité.

La CSPE est alimentée par une **taxe sur les consommateurs d'électricité** proportionnelle à leur consommation d'énergie électrique, avec un mécanisme de plafonnement pour les gros consommateurs industriels³⁶.

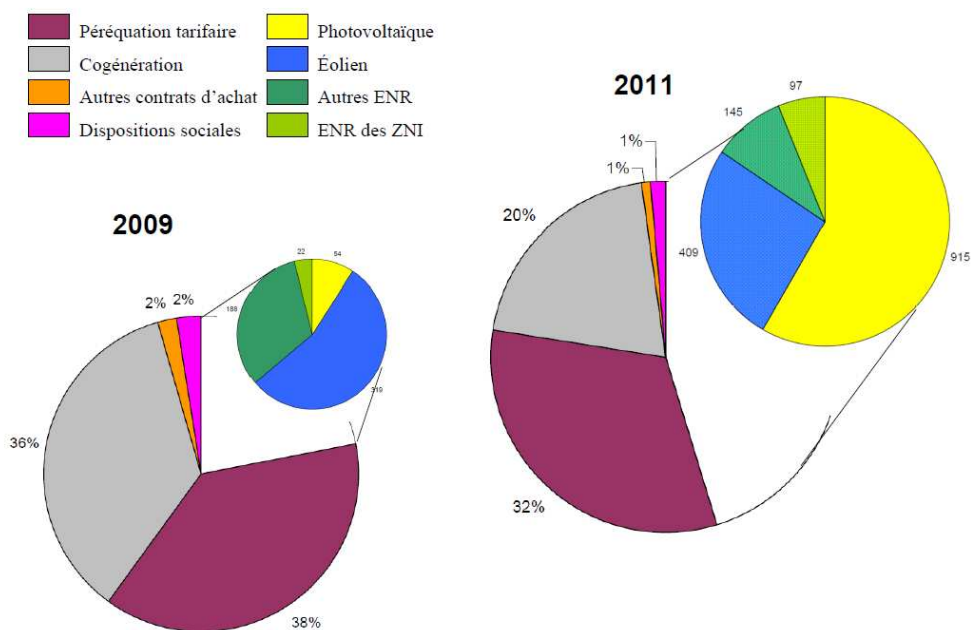
Son montant est arrêté par le ministre chargé de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie selon les coûts prévisionnels calculés. En raison d'une croissance très importante de la production éolienne et photovoltaïque due à des tarifs d'achat encore récemment très favorables (au regard notamment de la baisse des coûts d'investissements), la CSPE a fortement crû ces dernières années, comme l'illustre le graphique ci-après.



³⁵ Parmi les autres charges de service public, on trouve la péréquation tarifaire dans les « zones non interconnectées » (ZNI), c'est-à-dire essentiellement les DOM-COM et la Corse, et les aspects sociaux de la fourniture d'électricité (« tarifs de première nécessité »).

³⁶ Plafonnement de 559 350 euros en 2012 pour les gros consommateurs électriques et à 0,5 % de la valeur ajoutée pour toutes les entreprises qui consomment plus de 7 GWh/an (Source : CRE)

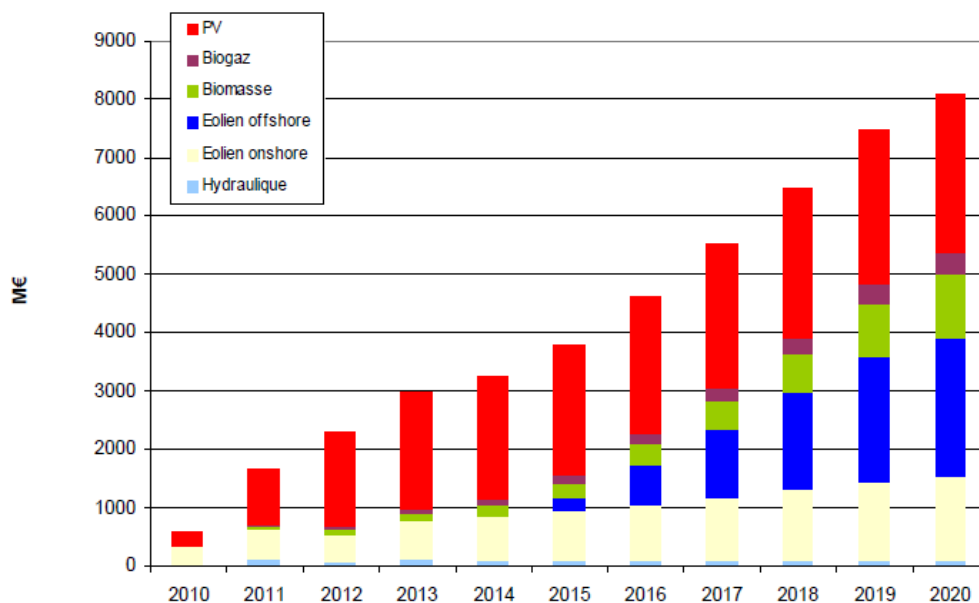
Répartition des Coûts de la CSPE : évolution entre 2009 et 2011



Note : les surfaces des quadrants sont proportionnelles aux coûts

Compte tenu de la montée en puissance de la production de l'électricité d'origine renouvelable, la DGEC et la CRE ont fait des projections sur le besoin de financement de la CSPE d'ici à 2020 qui, pour les seules EnR, devrait atteindre 8 Mds d'Euros en 2020 (graphique ci-après), **conduisant à une CSPE dépassant sensiblement 20 €/MWh³⁷** :

Coût des ENR dans la CSPE



Source: DGEC

³⁷ Montant estimé par la Cour des Comptes dans son rapport de juin 2012 sur la CSPE

Toutefois, le montant de 10,5 €/MWh (*a fortiori* celui de 20 €/MWh en 2020) peut aussi se comparer à celui de 39,5 €/MWh déjà payé par les ménages allemands pour la même finalité. Dans le même temps où les Allemands paient leur courant électrique 240 €/MWh TTC rendu consommateur final (et les Danois 300 €/MWh), une augmentation de quelques pourcents du prix français, pourtant parmi les plus bas d'Europe à environ 120 €/MWh, susciterait de très vives réserves même si l'on peut la juger adaptée à l'évolution du contexte énergétique.

L'Allemagne a cependant elle aussi annoncé en février 2012 une baisse de 20 à 30 % des tarifs d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque suite au fort développement de cette énergie en 2011 (25 000 MW installés fin 2011). Depuis avril 2012, les tarifs décroissent de 1,5 €/MWh par mois et seuls 85 à 90 % de l'électricité produite seront effectivement achetés. Les installations de plus de 10 MW ne bénéficient plus de tarifs de rachat.

Cette sensibilité particulière du consommateur français au prix de l'électricité, liée à la part très significative des ménages se chauffant à l'électricité, ainsi que l'avantage compétitif procuré à nos industriels par une électricité bon marché, doivent être pris en compte dans les débats futurs sur la transition énergétique. La CSPE est en effet une obligation pour tous les consommateurs et la mission recommande de la verser au débat public.

Recommandation n° 11. Faire entrer la CSPE dans le futur débat sur la transition énergétique avec son impact sur l'évolution des coûts de l'électricité pour les consommateurs.

1.8.4 Tarifs de rachat, appels d'offres ou autres dispositifs d'aides ?

1.8.4.1 Les effets pervers des tarifs de rachat

Le premier effet pervers des tarifs de rachat universels est d'ouvrir un guichet à la « demande », empêchant tout pilotage du développement de la filière et surtout de la charge financière induite. En effet, s'il est toujours théoriquement possible de réviser les tarifs en fonction du développement des nouvelles installations, l'ajustement de ces tarifs est généralement « en retard » par rapport à la baisse tendancielle des coûts d'investissements. Cela a été particulièrement vrai avec le photovoltaïque, ce qui a entraîné des effets d'aubaine incontrôlés et la bulle de 2010, conduisant à un moratoire qui a rétabli un certain équilibre.

Le principe du tarif de rachat met également l'opérateur à l'abri des risques de marché puisqu'il lui assure, quoi qu'il arrive, une rémunération garantie par l'ensemble des consommateurs d'électricité, ce qui est contraire à l'idée même d'entreprise économique.

En outre, le système des tarifs de rachat dissuade toute autoconsommation³⁸. Il est de nature, si aucune mesure n'est prise, à tuer dans l'œuf toute pédagogie basée sur des expérimentations de circuits courts.

³⁸ Avec le dispositif du tarif de rachat on peut vendre le kWh que l'on produit plusieurs fois le prix du kWh que l'on achète pour sa consommation.

Pour ces différentes raisons la mission recommande d'annoncer dès à présent qu'il sera mis progressivement un terme au système même des tarifs de rachat.

Recommandation n°12. Programmer sur une durée de l'ordre de cinq ans l'extinction des tarifs réglementés de rachat (hors DOM) pour les projets dépassant un certain seuil de puissance en les ramenant graduellement au prix du marché.

En revanche, la mission invite à réfléchir à de nouveaux systèmes susceptibles de remplacer les tarifs de rachat. Ces nouveaux dispositifs devraient notamment :

- ne pas dissuader l'autoconsommation qui a l'avantage de développer les circuits courts et de limiter les besoins en investissements de lignes et d'interconnexions nouvelles ;
- faciliter la gestion de l'intermittence en évitant que l'électricité produite ne soit une énergie fatale que les gestionnaires de réseaux seraient tenus de reprendre quoi qu'il arrive (rémunération liée à la fois à la puissance disponible et au kWh produits par exemple) ;
- inciter les opérateurs à s'inscrire dans une logique de marché. Ex : bonus au kWh produit, l'essentiel de la rémunération du producteur se faisant aux prix de marché.

Recommandation n°13. Étudier de nouveaux modes de rémunération de l'électricité éolienne et photovoltaïque qui encouragent l'autoconsommation, la gestion de l'intermittence, la prise en compte par le producteur des risques de marché. Exemple : rémunération à la puissance mobilisable.

1.8.4.2 Privilégier les appels d'offres

A l'inverse des tarifs de rachat, les appels d'offres permettent à la puissance publique de rester strictement dans le cadre préalablement fixé, notamment par la PPI, du développement des nouvelles installations. Ils permettent en outre de mieux orienter ces développements en prévoyant par exemple dans les cahiers des charges, comme on le voit dans d'autres pays européens, des clauses sur le développement de l'emploi local, la part de valeur ajoutée locale ou encore la technique que l'on souhaite promouvoir.

Recommandation n°14. Privilégier, pour l'éolien comme pour le photovoltaïque, les appels d'offres. Organiser, sur l'éolien terrestre comme sur le photovoltaïque, un appel d'offres annuel dont le caractère prévisible et le volume justifient des clauses de cahier des charges sur l'emploi local, la valeur ajoutée locale et des technologies à promouvoir sur le territoire. Utiliser à cet égard toutes les possibilités de la réglementation européenne.

Les appels d'offres sont plus difficiles à mettre en œuvre pour les petites installations diffuses, notamment domestiques. Cette difficulté requiert, soit un pilotage au niveau d'une collectivité territoriale qui répondrait à l'appel d'offres (à charge pour elle de piloter ensuite le plan de réalisation concrète des différentes installations), soit un tarif réglementé pour les projets d'une puissance inférieure à un seuil à définir.

1.8.4.3 Favoriser la stabilité réglementaire.

Quelles que soient les décisions prises en matière de tarifs de rachat, d'appels d'offres, de procédures ou de normes, il apparaît essentiel aux acteurs économiques des deux filières que l'Etat mette fin aux à-coups réglementaires qui découragent l'investissement de long terme.

Recommandation n°15. Prévoir dans les conclusions du débat sur la transition énergétique une « stabilité » réglementaire à l'horizon de cinq ans, sauf événement exceptionnel.

1.9 Quel rôle pour les collectivités locales : les Régions au travers des SRCAE

L'examen auquel la mission a pu procéder sur les conditions de développement en France métropolitaine et outre mer de l'électricité d'origine renouvelable de type éolien ou photovoltaïque met en avant les éléments suivants relativement aux territoires.

Des problématiques très différentes entre les régions d'Outre mer et la métropole.

1. **L'Outre mer** bénéficie de conditions climatiques et donc de ressources énergétiques d'origine éolienne ou solaire (auxquelles s'ajoute un potentiel géothermique à fins de production d'électricité) souvent très importantes. Dans ces territoires très éclatés les centrales thermiques de combustion d'énergies fossiles ne constituent à l'évidence pas une solution alternative mais une solution dans l'attente du développement de production d'électricité d'origine renouvelable.
2. **La métropole** au contraire bénéficie d'un très important réseau de transport interconnectant des régions dont les potentiels éoliens et photovoltaïque sont (cf. supra) extrêmement différents d'une région à l'autre. La concentration des unités de production d'électricité d'origine renouvelable dans les seules régions bénéficiant de conditions climatiques optimales déséquilibrerait et fragiliserait un réseau de transport conçu de manière entièrement centralisé. Sauf investissements lourds de renforcement du réseau de transport, elle trouverait ses limites dans la quantité d'électricité « décentralisée » susceptible d'être injectée souvent de manière aléatoire (énergies intermittentes et produites de manière diffuse) dans le réseau.

Par ailleurs le fort développement souhaité au plan national de l'électricité d'origine renouvelable se heurte à des résistances des particuliers et des communes, d'autant plus fortes que les équipements souhaités sont proches (NIMBY). Certaines organisations non gouvernementales (ONG) militent

pourtant intensément pour n'exclure aucune région même si les conditions d'ensoleillement et de vent, ou l'origine des équipements (importés d'Asie le plus souvent en quasi-totalité pour le photovoltaïque), paraissent de prime abord dissuasives. Enfin **les industriels** appellent de leurs vœux des décisions d'investissement porteuses de croissance et d'emplois.

Des **Régions** ont pu développer des politiques très volontaristes dans le développement des EnR en dépit de conditions d'ensoleillement et de vent assez moyennes. Ces politiques volontaristes signifient également pour les collectivités la perspective d'investissements lourds et créateurs d'emplois. Une telle détermination au plan local a cependant un coût et les mêmes ONG se refusent à imaginer une modulation de la CSPE et donc du coût de l'électricité pour le consommateur d'une région à l'autre.

Enfin **l'État** supporte l'entière responsabilité de sa politique énergétique (sécurité d'approvisionnement, accès à l'énergie sur l'ensemble du territoire, etc.) et veille fortement à affirmer à l'international son indépendance en matière de politique énergétique. C'est également l'Etat qui porte la responsabilité des engagements qu'il a souscrits en matière tant de climat (signature du Protocole de Kyoto) que de *mix* énergétique (paquet énergie climat européen imposant à la France 23 % d'énergies renouvelables en 2020).

Tous ces éléments illustrent des intérêts et obligations souvent divergents entre les différents acteurs au plan local : Etat, Régions et collectivités infra régionales, ONG, entreprises, particuliers.

Les outils juridiques, fiscaux et réglementaires en place, excellents conceptuellement, ne contribuent que très peu au développement « harmonieux » (terme utilisé par un distributeur d'énergie) du photovoltaïque et de l'éolien terrestre :

1. Les collectivités locales, en particulier les communes, ne sont pas intéressées financièrement à l'implantation d'éoliennes ou de panneaux solaires sur leur territoire (on retrouve au demeurant la même problématique que pour l'acceptabilité des gaz et huiles de schistes et le code minier où l'Etat reste propriétaire du sous sol et de ses ressources minières) ;
2. Les outils mis en place par le Grenelle : SRCAE (qui édictent des recommandations notamment pour les plans climat énergie territoriaux ou PCET) et PCET (qui s'imposent aux collectivités de plus de 50 000 habitants et constituent les plans d'actions) ne sont pas prescriptifs et ne s'imposent pas aux PLU (plans locaux d'urbanisme) : ceux-ci doivent « tenir compte » du SRCAE approuvé ;
3. Le seuil de 50 000 habitants qui définit les obligés des PCET génère des documents de planification en « poupées russes », un même territoire pouvant être simultanément concerné par le SRCAE, le PCET régional, le PCET de l'agglomération et le PCET de la commune ;
4. L'objectif de 23 % d'EnR n'a pas été décliné par région dans une logique qui chercherait à répartir équitablement l'effort. Le risque est d'aboutir à des SRCAE qui ne font que reprendre à leur compte mécaniquement le seuil national de 23 %, soit en comptabilisant la puissance installée d'une centrale hydroélectrique d'intérêt national implantée sur le territoire, soit en tirant parti de leur très importante ressource solaire ou éolienne pour acter l'atteinte des 23 % au plan local. Les régions qui pourraient atteindre plus de 23 % ne

cherchent pas ainsi à s'en donner les moyens, ce qui fait qu'après prise en compte des régions les moins favorisées l'objectif national risque de ne pas être atteint.

On complétera cette description du paysage réglementaire et juridique en notant qu'en juillet 2012, 8 régions avaient un SRCAE approuvé (Alsace, Auvergne, Bourgogne, Centre, Champagne-Ardenne, Guyane, Midi-Pyrénées, Picardie), 10 régions avaient fini leur consultation du public et avaient procédé en parallèle à la consultation des 24 organismes prévus par le décret SRCAE (avis obligatoire des communes notamment). Ces consultations n'avaient pas démarré dans certaines autres régions. L'échéance prévue est fin juin 2012 pour les SRCAE et fin 2012 pour les PCET élaborés, ceux-ci étant censés avoir tenu compte des orientations du SRCAE pour leur élaboration. Ce calendrier légèrement retardé est susceptible de perturber la dynamique d'élaboration des SRCAE du fait du lancement concomitant du débat sur la transition énergétique.

Toutes ces considérations incitent à s'interroger sur les outils de gouvernance et d'incitation dont pourraient disposer certaines collectivités, notamment les Régions, pour contribuer au développement harmonieux et optimal (y compris pour le volet d'acceptabilité sociale) des EnR à fins de production d'électricité.

L'Association des Régions de France (ARF) a versé en juillet 2012 une contribution à la nouvelle « étape de la décentralisation » annoncée par le Président de la République. Sans porter un jugement d'ensemble sur le programme politique proposé, de nombreuses dispositions apportent des réponses aux dysfonctionnements ou fragilités réglementaires potentielles listées précédemment. La mission a préféré reproduire en *annexe 5* des extraits du document produit par l'Association des Régions de France (ARF) et suggère fortement que les dispositions ci-après puissent être placées en bonne position des débats sur la transition énergétique.

Sans préjuger des termes et des conditions de cette « nouvelle étape de la décentralisation », et dans le respect de la subsidiarité et des compétences actuelles des différentes collectivités territoriales, des dispositions peuvent être d'ores et déjà traduites dans la loi de nature à conférer aux instruments en place, et notamment les SRCAE élaborés au niveau régional, une certaine force prescriptive pour satisfaire à des enjeux sanitaires (qualité de l'air dans la mouvance de la loi sur l'air du 31 décembre 1996) et contribuer effectivement au respect des engagements pris par le pays dans le domaine des EnR (paquet énergie climat européen de 2007) et des émissions de GES (Protocole de Kyoto signé par la France en 2002 et entré en vigueur en février 2005).

Les outils (SRCAE, ZDE, schémas de développement des EnR, PCET,...) existent : les recommandations qui suivent, dans un souci d'opérationnalité, n'ont pas à ce stade introduit de lien organique entre les orientations du SRCAE et les documents d'urbanisme infrarégionaux (PLU, SCOT,..). Concernant les SRCAE (seuls 8 schémas étaient approuvés fin juillet 2012 : Alsace, Auvergne, Bourgogne, Centre, Champagne-Ardenne, Guyane, Midi-Pyrénées, Picardie), les propositions ont visé à effacer le retard pris par certaines Régions en assignant à l'ensemble des schémas une échéance unique à fin 2015, pour leur faire prendre en compte les présentes dispositions par l'ensemble des régions. De même, l'articulation entre les PCET et le SRCAE n'a pas été à ce stade renforcée pour éviter tout recours sur le registre de la subsidiarité entre collectivités.

Rappel : Les plans de protection de l'atmosphère (PPA) issus de la loi sur l'Air de décembre 1996 définissent les objectifs permettant de ramener, à l'intérieur des agglomérations de plus de 250 000

habitants et des zones où les valeurs limites sont dépassées ou risquent de l'être, les niveaux de concentrations en polluants dans l'atmosphère à un niveau inférieur aux valeurs limites. Le dispositif des plans de protection de l'atmosphère est régi par le code de l'environnement (articles L222-4 à L222-7 et R222-13 à R222-36).

Recommandation n° 16. A la lumière des conclusions du débat sur la transition énergétique, l'ensemble des SRCAE sera actualisé avant le 31 décembre 2015 en intégrant les dispositions ci-après :

Volet énergie du SRCAE : l'engagement européen et international français en matière d'objectifs des énergies renouvelables sera décliné selon les régions en fonction de leur potentiel exploitable et des conditions économiques et technologiques (« Burden sharing » : partage du fardeau).

Volet Climat du SRCAE : le suivi annuel du SRCAE comprendra un inventaire des émissions de GES du territoire.

Volet Qualité de l'air : un PPA sera réalisé pour le 31 décembre 2015 sur le territoire régional qui constituera le volet air du SRCAE

Chaque projet de SRCAE sera soumis à enquête publique (dans les mêmes conditions que les PPA actuels) en vue de son approbation.

Envisager la contractualisation État - Région sur les SRCAE, pour engager les collectivités locales et les services de l'État sur des objectifs quantitatifs et éventuellement des enveloppes financières.

2 LES FILIERES INDUSTRIELLES

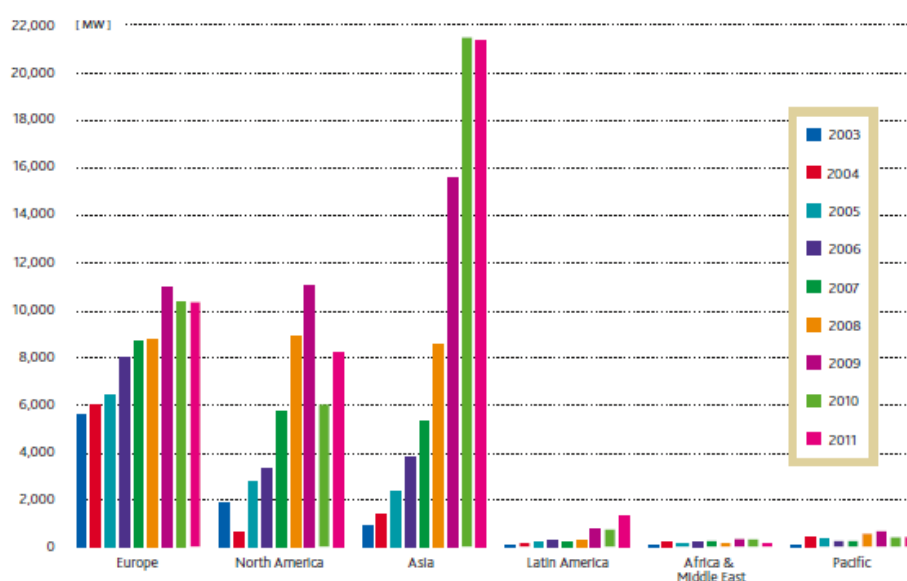
2.1 La filière éolienne.

2.1.1 Le cadre général international.

La production d'énergie électrique par la force du vent fait l'objet dans un nombre de plus en plus grand de pays d'investissements en croissance, tirés par les besoins énergétiques du développement, le besoin de diversification par rapport aux sources fossiles et nucléaire, et le progrès technologique qui rend l'équipement toujours plus performant.

Le graphique ci-après donne une idée de la croissance des investissements. Le monde a installé en 2011 une puissance cumulée de 21 GW, soit l'équivalent (en puissance installée) de 14 EPR ; pour une puissance de 27 GW installée en 2008, cet investissement 2008 était évalué à environ 36,5 milliards d'euros (36,5 G€), qui est en même temps un marché pour l'ensemble des acteurs de la chaîne de fournisseurs. Ce mouvement est largement distribué : il existe maintenant des centrales éoliennes dans 75 pays, dont 22 disposent d'une puissance installée supérieure à 1 GW ; il est à noter que le mouvement, lancé par des pays développés de l'OCDE, s'est élargi et que ce sont les investissements en Asie (en particulier en Chine qui est le plus gros marché) qui tirent maintenant la croissance mondiale.

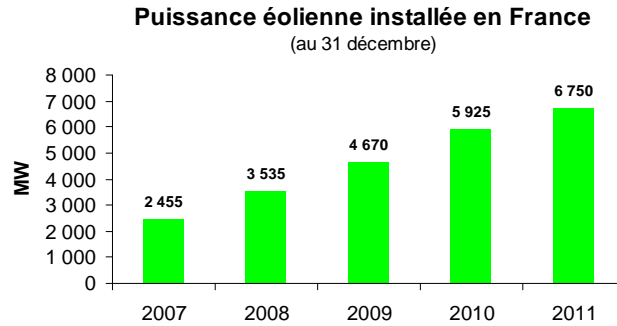
CAPACITES INSTALLEES PAR REGION 2003-2011



Source : Global Wind Energy Council, statistics 2011

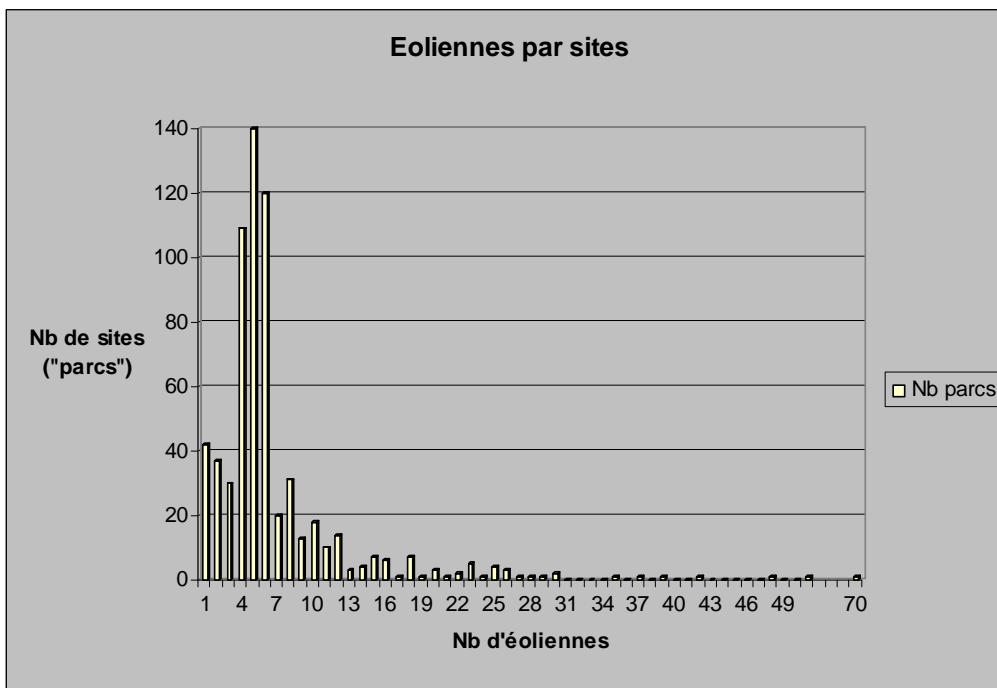
2.1.2 L'éolien en France.

Présente depuis les années 90 à petite échelle, la production d'énergie électrique par la force du vent est une réalité de plus grande ampleur depuis une décennie en France ; les sources disponibles donnent des chiffres légèrement différents mais cohérents ; la puissance raccordée était de 6 750 MW fin 2011 ; le graphe ci-après illustre la progression du nombre d'installations.



Il est à noter que, d'après France Energie Éolienne, les mises en production de 2012 seraient bien inférieures aux années précédentes et pourraient être de 650 MW.

Le nombre de sites de production (« parcs éoliens » ou « fermes éoliennes ») est très important ; il était de l'ordre de 650 en France à fin 2011. Les sites sont plutôt de petite taille, avec un très grand nombre de sites comprenant entre 3 et 7 machines, comme le montre le graphique ci-après ; des producteurs d'électricité français ou étrangers détiennent et opèrent les sites de plus de 20 éoliennes et une partie des sites plus petits.



2.1.3 Typologie des constructeurs

2.1.3.1 Au niveau mondial

Au niveau mondial, les constructeurs chinois, très présents sur leur marché national en croissance forte, sont au nombre de quatre dans les dix premiers mondiaux : (source IHS Inc)

Constructeur	Pays d'origine	% des installations mondiales en 2011
Vestas	Danemark	12,7 %
Sinovel	Chine	9,0 %
Goldwind	Chine	8,7 %
Gamesa	Espagne	8,0 %
Enercon	Allemagne	7,8 %
GE Wind Energy	Etats-Unis	7,7 %
Suzlon Group : comprend Suzlon Energy (India) et REpower (Allemagne)	Inde	7,6 %
Guodian United Power	Chine	7,4 %
Siemens	Allemagne	6,3 %
Ming Yang	Chine	3,6 %

2.1.3.2 Au niveau français

Pour ce qui concerne la France, un nombre réduit de constructeurs contribuent de manière significative à l'installation de nouvelles capacités de production (source FEE) :

Constructeurs	Siège social	Puissance installée en 2010 (MW)	Puissance raccordée en 2011 (MW)	Puissance raccordée Total au 31 décembre 2011 (MW)
Enercon	Allemagne	400	284	1 693
REpower	Allemagne	246	212	1 298
Vestas	Danemark	230	241	1 366
Nordex	Allemagne	130	78	1 017
Alstom	France	63	33	253
Gamesa	Espagne	42	39	664
Siemens	Allemagne	23	23	275
GE Energy	Etats-Unis	18	45	218
Vergnet	France		0	82
Autres				227
Total		1 152	955	7 092

L'essentiel des mises en service récentes, et du parc total de machines, est donc, d'après ces statistiques, le fait de constructeurs étrangers. Cette constatation appelle quelques commentaires sur la notion de « nationalité » des sociétés. Par exemple, depuis son achat par le groupe indien Suzlon en 2008, l'« allemand » REpower est « indien ». Alstom a développé ce segment de marché assez récemment par croissance externe, en achetant en 2007 la société espagnole Ecotécnia. AREVA (qui ne figure pas dans la liste ci-dessus) a eu une stratégie analogue en 2010 avec la société allemande Multibruid. Enfin, la plupart de ces constructeurs disposent de plusieurs usines en Europe et ailleurs dans le monde. **En tout état de cause, aucun de ces grands constructeurs ne dispose actuellement d'une usine de montage en France.**

La méthode adoptée pour la création de parcs éoliens marins va changer le panorama décrit ci-dessus. En particulier, l'introduction de critères de développement économique local et de

développement industriel a déjà amené Alstom à décider d’implanter des usines d’assemblage des nacelles et de fabrication des alternateurs à Saint-Nazaire, des usines de production de pales et de fabrication de mâts à Cherbourg, ainsi qu’un centre d’ingénierie et de R&D dédié.

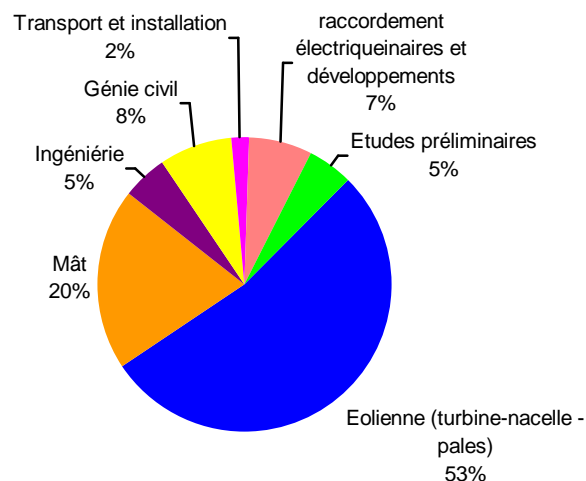
L’absence d’unité de construction d’éoliennes en France ne signifie pas que les machines n’ont pas de composants français ; tout d’abord, les activités industrielles en France contribuent à de la sous-traitance de rang 1 ou 2 avec des acteurs comme Converteam récemment acheté par General Electric (équipement électrique), Rollix Defontaine (couronnes d’orientation), Leroy Somer détenu par l’Américain Emerson (génératrices), Schneider-Electric (génie électrique), etc ; d’autre part pour le montage sur site et le raccordement électrique, les constructeurs ont recours aux capacités locales, et un certain nombre sous-traitent localement une partie de la fabrication de certains sous-ensembles, par exemple le mât. Au total, France Energie Éolienne identifie environ 150 équipementiers impliqués, à des degrés divers, avec les fournisseurs étrangers.

2.1.4 Le coût des champs éoliens

Le coût d’1 MW éolien installé à terre s’élève, en moyenne, à 1,6 million d’euros, soit environ 3,2 millions d’euros pour une éolienne de 2 MW ; ce prix peut bien entendu varier quelque peu en fonction de circonstances locales et du nombre de machines dans un parc, les grands parcs permettant certaines économies d’échelle.

La structure des coûts d’un projet éolien peut être résumée comme suit :

STRUCTURE DU COUT D'UN INVESTISSEMENT EOLIEN



Le **coût d’exploitation annuel moyen** (maintenance, gestion, assurance, loyer, divers) se situe autour de **20 euros / MWh**.

En mer, les sources disponibles citent le montant de 2 à 2,2 M€ par MW installé pour les fermes éoliennes offshore dans les conditions techniques les plus faciles (pas trop loin de la côte, eaux peu profondes).

2.1.5 Développements technologiques

Les tendances principales du développement du marché des turbines sont :

- la course à la taille et à la hauteur. La puissance des machines est ainsi passée d'environ 200 kW dans les années 90 à 1 MW dans le début des années 2000 et à 2,5 MW actuellement pour des installations terrestres, et des puissances de 5 ou 6 MW pour des installations marines ;
- l'efficacité de la production de la turbine, ainsi que la productivité des autres éléments.

Une conséquence générale est que le coût d'investissement par kW a en général baissé.

2.1.6 Secteur industriel

Contrairement à d'autres pays européens (Allemagne, Espagne, Danemark), **la France n'a pas encore vu son industrie investir dans une filière éolienne structurée**. Il en résulte que la dynamique économique générale de la production éolienne et en particulier de l'éolien offshore profite avant tout aux entreprises des pays qui ont investi très tôt dans cette technologie et développé une production compétitive et exportatrice ; la place d'Enercon, de Vestas ou de REpower en témoigne.

Plus précisément, le groupe Vergnet est le seul fabricant de turbines français ; il est spécialisé dans l'éolien de moyenne puissance et se démarque par sa technologie d'éoliennes bipales rabattables.

Le succès des grands fabricants d'éoliennes européens s'analyse au premier degré par un dynamisme entrepreneurial qui a amené des chefs d'entreprises à orienter vers de nouvelles activités des entreprises de secteurs variés comme la métallurgie (Nordex), la mécanique agricole (Vestas), l'aéronautique (Gamesa), l'énergie (REpower), voire à lancer des start-ups (Enercon). Ces décisions ont sans doute pu être prises parce que le climat général allemand, danois ou espagnol rendait le développement de la production éolienne crédible – qu'il s'agisse du cadre réglementaire ou des objectifs de la part de cette source dans le *mix* énergétique national ; on se reportera à la dernière partie du rapport qui offre une présentation des politiques publiques de soutien aux EnR dans 5 pays européens (Allemagne, Danemark, Espagne, Italie et Royaume-Uni)..

L'industrie de fabrication des turbines et de nacelles d'éoliennes à terre repose largement sur des compétences en mécanique, en électricité et en électronique qui sont normalement présentes en France. **Cependant, aucun entrepreneur français n'a encore réussi un développement d'envergure, à la différence de fabricants d'autres pays européens déjà solidement implantés sur le marché**. Mis à part la niche des éoliennes rabattables pour les pays soumis au risque de cyclones, le développement d'une machine française ne semble pas pouvoir reposer sur une originalité technique permettant de « faire la différence » dans le marché européen.

Le développement des constructeurs d'éoliennes en Allemagne (principaux industriels européens) s'est fait dans les années 1990 et 2000 à une période où la perception générale était que l'Allemagne s'engageait résolument dans une évolution du *mix* énergétique. À la même époque, aucun industriel français, à compétences en mécanique, en électricité, etc.. de même nature, n'a engagé une évolution de la même ampleur. Dès lors, l'objectif de création d'emplois dans l'énergie éolienne sur le territoire français ne paraît pouvoir être atteint qu'au travers d'investissements par des fabricants étrangers qui essaieraient hors de leur pays d'origine dans des usines en France.

En revanche, **l'éolien offshore** représente sans doute pour les entreprises françaises une opportunité de rattraper une partie du retard. Avec le 2^{ème} gisement éolien en Europe et plus de 3 500 km de côtes, la France bénéficie de conditions géographiques favorables pour l'implantation de parcs éoliens offshore. En outre, la France dispose d'un savoir-faire certain pour les travaux en mer avec son industrie parapétrolière et bénéficie d'infrastructures portuaires et de chantiers navals propres à la construction de grandes machines. Le mode de développement par appel d'offres prévoyant un contenu fabriqué à proximité des sites d'installation devrait permettre de premiers investissements.

Il ne s'agit pour autant pas uniquement de copier les fabricants existants. Les côtes françaises présentent des spécificités (comme la profondeur plus grande que la Mer du Nord) qui devraient permettre des investissements dans des technologies comme l'éolien flottant, encore aujourd'hui une niche sur le marché de l'offshore, mais où l'on note toutefois deux projets français d'éoliennes flottantes, Nénuphar Wind et Winflo, qui ont été sélectionnés par le Commissariat général aux Investissements (AMI Energies Marines).

2.1.7 Emploi.

Le secteur éolien représente en France 8 100 emplois ETP (6 900 en investissement et 1 200 en exploitation maintenance). Ce chiffre est à apprécier en regard de la puissance installée, soit 6 700 MW. Par comparaison, en Allemagne le secteur emploie 60 000 personnes pour une puissance installée de 29 000 MW à fin 2011 ; de plus, les constructeurs allemands ont investi à l'international et participent donc au rayonnement technologique du pays.

Au niveau européen, la « European Wind Energy Association » (EWEA) donne une statistique datant de 2009 :

EMPLOIS EN EUROPE LIÉS À L'ÉOLIEN (2009)

	Emplois	Emplois/MW installé dans l'année	Emplois/MW dans le parc total	Base
Fabrication de turbines – Emplois directs	64 074	7,5		Capacité installée dans l'année
Fabrication de turbines – Emplois indirects	42 716	5,0		Capacité installée dans l'année
Installation	10 665	1,2		Capacité installée dans l'année
Fonctionnement (y compris entretien)	18 657		0,33	Taille totale du parc
Autres emplois directs	15 204	1,3	0,07	75% Capacité installée dans l'année / 25% taille totale du parc
Total Emplois	151 316	15,1	0,40	

Source : EWEA (Wind at work 2009)

L'application de cette statistique aux chiffres français récents donne un nombre d'emplois de l'ordre de la moitié de celui cité par France Energie Éolienne. Quoi qu'il en soit, le fait que près de la moitié des emplois créés soit le fait d'emplois directs de fabrication de turbines renforce l'idée que, même

très hypothétique, la seule voie de création d'emplois directs réside dans la création d'usines en France, soit par des industriels français, soit par des fabricants étrangers.

Le marché de l'investissement éolien français a représenté en 2011, 1,3 Mds d'Euros, dont la moitié seulement (52 %) représentait une valeur ajoutée française. Même si l'on déduit les exportations éoliennes nettes d'import (193 M€) des importations du marché domestique (618 M€), le solde commercial de l'éolien français est nettement négatif à - 425 M€.

2.2 La filière photovoltaïque

2.2.1 Technologies et coûts de la filière photovoltaïque

L'effet photovoltaïque, transformation directe de l'énergie solaire en électricité, est un phénomène physique propre à certains matériaux : les semi-conducteurs qui exposés à la lumière, produisent de l'électricité.

Pour ce faire, plusieurs technologies sont déjà en concurrence. Toutefois, le matériau le plus communément utilisé (84 % du marché actuel) est le silicium cristallin. Une filière plus économique à base de couches minces se développe. Les coûts sont très variés d'une technologie à une autre et, pour une technologie donnée, dépendent largement de son degré de maturité.

Les coûts qui peuvent être analysés comprennent le coût de réalisation des équipements, les frais financiers, les coûts d'installation et enfin les frais fixes et variables d'entretien et d'exploitation et le LCOE (levelised cost of energy). Ils peuvent varier significativement d'un pays à un autre pour une technologie donnée.

Le solaire photovoltaïque présente des coûts d'entretien et de maintenance relativement faibles comparés à ceux des autres énergies :

- La durée de vie d'un panneau serait plutôt de l'ordre de 30 ans que de 20 ans, même si le recul manque encore pour bien évaluer les références disponibles ;
- Une spécificité du solaire est que c'est une énergie qui ne met pas en œuvre de pièces mécaniques mobiles ce qui contribue à des frais de maintenance relativement faibles.

2.2.2 La préparation des matériaux photosensibles (sensibles à la lumière)

Aujourd'hui les matériaux disponibles industriellement sont : a/ le silicium b/ différents composés ou assemblages de matériaux utilisés pour concevoir des couches minces (cuivre-indium-sélénium, cuivre-indium-gallium-sélénium, tellure de cadmium, arséniure de gallium pour le solaire à concentration, etc.)

Le silicium est aujourd'hui à 20 \$ /kg (il était à 20 \$ en 2002 et a atteint 800 \$ en 2008 !). Le silicium était il y a quelques mois à 500 \$ sur le marché spot et 100 \$ sur le long terme : aujourd'hui comme il en faut 6 à 7 g pour une cellule la part du silicium est tombée aux alentours de 10 cts : le silicium n'est plus un facteur limitant. Le silicium est une matière première très abondante mais il ne faut pas être en situation de dépendance.

Il n'y a pas de raison pour qu'on ne puisse pas produire du silicium en Europe et en France : l'importation du silicium pourrait provenir du numéro un allemand Wacker. On pourrait également réfléchir à une éventuelle implantation de Wacker en France.

2.2.3 La fabrication des cellules photovoltaïques proprement dites

Cette phase du processus de production emprunte différents procédés critiques issus des industries de la microélectronique ou des écrans plats.

La transformation du silicium en cellule (wafer et plaquettes) est un process très automatisé. On aboutit progressivement à une « commodité »³⁹ absolue : ce serait donc une erreur de faire de la commodité électronique. Les cellules sont et seront faites en Chine et à Taïwan : la part de la cellule est de 12 à 13 cts sur 1 €. La partie cellule a vocation à être faite pour l'essentiel en Asie.

Dans le domaine du solaire, le secteur industriel français est totalement laminé du fait d'une concentration des investissements chinois sur la fabrication de cellules qui ne représentent pourtant qu'une faible part de la valeur ajoutée : les Chinois sont arrivés actuellement à des unités dont la capacité de production annuelle de cellules est de 1 GW (on rappelle que Photowatt a une capacité de production de 90 MW). Le coût d'investissement d'une ligne de fabrication d'1GW annuel est de 1 Md d'euros (soit 1M€ le MW).

Le marché mondial du photovoltaïque est temporairement déstabilisé par les forts investissements des acteurs chinois qui avaient anticipé le basculement du marché mondial de la demande en énergie photovoltaïque vers l'Asie. Ces acteurs ont entraîné leurs concurrents nord-américains. Le marché mondial est ainsi dominé par de grands acteurs sur-capacitaires de l'ordre de 30 à 50 % et dont la rentabilité s'est effondrée en 2010-2011 (voir ci-après). Même si la demande mondiale continue à croître au rythme des dernières années, cette surcapacité devrait prendre 3 à 5 années avant d'être résorbée, ce qui présage une pression supplémentaire sur les prix.

2.2.4 La fabrication des modules (ou panneaux) photovoltaïques

Il s'agit de l'ensemble de cellules photovoltaïques reliées électriquement entre elles et encapsulées dans différents types de matériaux (interconnexion électrique sur un support) ; leur dimension unitaire est d'environ 1 m² pour les installations domestiques.

³⁹ Au sens anglais de « commodity »

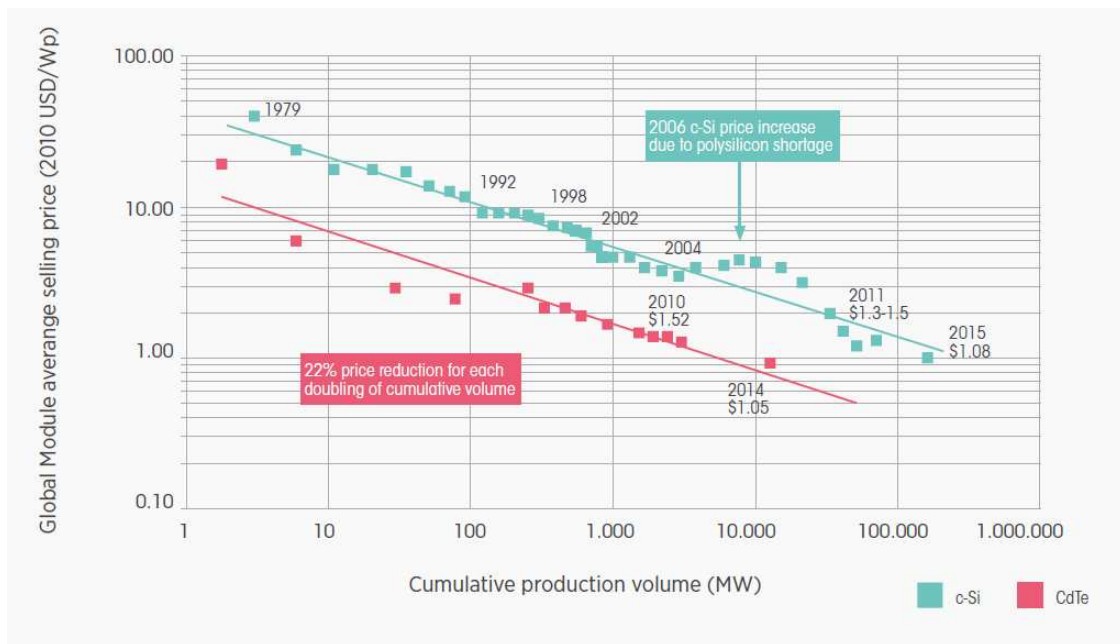


FIGURE 4.1 THE GLOBAL PV MODULE PRICE LEARNING CURVE FOR c-Si WAFER-BASED AND CdTe MODULES, 1979 TO 2015

Sources: based on data from EPIA and Photovoltaic Technology Platform, 2010 and Liebreich, 2011.

2.2.5 La conception et la fabrication des équipements électriques de raccordement au réseau électrique

Ces unités périphériques que les spécialistes regroupent sous le terme de BOS (Balance of System), comprennent :

- Les onduleurs, pour transformer le courant continu produit par les cellules en courant alternatif identique à celui du réseau de distribution ;
- Les systèmes de contrôle et de commande, pour permettre un fonctionnement et une gestion des équipements modulables en fonction des usages, des comportements des usagers, des saisons ;
- Les éléments de protection des biens et des personnes ;
- Les systèmes de pointage qui permettent de suivre la trajectoire du soleil⁴⁰, dans le cas du solaire à concentration ;
- Les systèmes de suivi de production des installations et de détection de pannes

2.2.6 L'installation des modules

Une installation de toiture est 2 fois et demie plus chère en France qu'en Allemagne : en cause la réglementation et l'organisation du travail. En Allemagne on a un réseau de grossistes bien organisé ; les installateurs sont des entreprises petites.

Le prix pour l'installation d'un système photovoltaïque de toiture en Europe est passé de 5,3 €/Wc en 2007 à 1,7 €/Wc aujourd'hui. Le coût de production de l'électricité photovoltaïque est désormais proche ou inférieur au prix moyen de l'électricité par foyer (la parité réseau) en-dessous du 42^{ème}

⁴⁰ Couramment dénommés « trackers »

parallèle, ouvrant de vastes marchés comme l'Inde, la Chine, l'Australie, le Japon ou la moitié sud de l'Europe.

ELEMENTS DE COMPARAISON ENTRE LES DIFFERENTES TECHNOLOGIES

FILIERES TECHNOLOGIQUES	SILICIUM CRISTALLIN (monocristallin et polycristallin)	COUCHES MINCES	PV à CONCENTRATION (CPV)	SOLAIRE THERMO-DYNAMIQUE A CONCENTRATION (CSP)
Description sommaire technologie et coût des matières premières	<p>Le silicium est aujourd'hui à 20 \$ /kg (il était à 20 \$ en 2002 et a atteint 800 \$ en 2008 !). Le silicium était il y a quelques mois à 500 \$ sur le marché spot et 100 \$ sur le long terme : comme il en faut 6 à 7 g pour une cellule cela représente 60 cts € qui vont au silicium sur la base des 100 \$</p> <p>L'augmentation de la matière première a effacé les progrès accomplis dans les coûts de fabrication</p> <p>Aujourd'hui la part du silicium est tombée aux alentours de 10 cts au lieu des 60 cts : le silicium n'est plus un facteur limitant.</p> <p>Le silicium est une matière première très abondante mais il ne faut pas être en situation de dépendance.</p>		<p>Utilisation de dispositifs optiques (lentilles de Fresnel, optiques de Cassegrain) pour concentrer la lumière du soleil sur de minuscules cellules photovoltaïques multicouches à très haut rendement.</p>	<p>Comme pour le CPV le CSP (Concentrated Solar Power) seul le rayonnement direct (le diffus ne peut être focalisé) va être concentré (il représente 50 à 90 % du rayonnement selon nébulosité). Mais pour le CSP la concentration du rayon lumineux va permettre de chauffer un fluide caloporteur utilisé, comme pour une centrale classique, pour produire de l'électricité.</p>
	<p>Silicium cristallin vs Couches minces</p> <p>L'intérêt de la couche mince réside dans la forte réduction de la quantité de matière active utilisée par rapport au silicium cristallin. Toutefois, les technologies utilisées (CdTE, silicium couches minces, CIGS) n'atteignent pas les performances du Si cristallin en termes de rendement et de stabilité des performances dans le temps. Efforts de R&D pour augmenter rendement et recherche alternatives aux matériaux rares (indium, gallium, tellure)</p>			

	<p>Silicium cristallin vs Couches minces</p> <p>Les technologies à couches minces présentent un double avantage : avantage à long terme en coût de production, et, étant moins matures, elles permettent aux entreprises qui les développent de déposer des brevets.</p> <p>Néanmoins, les technologies à couches minces ne sont pas équivalentes entre elles :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le silicium amorphe, technologie qui apparaissait prometteuse dans les années 2008 – 2009, s’est révélé non compétitif, entraînant la faillite de nombreux acteurs ; - Le tellure de cadmium voit ses marchés se restreindre de plus en plus à mesure que les réglementations concernant l’usage du cadmium s’étendent ; interdit au Japon et en Corée, ce métal est d’ores et déjà banni des toitures en Europe ; - Les films organiques ou les semi-conducteurs dits « Dye-sensitized », à base de TiO₂, ou les autres technologies « exotiques » 	<p>Concentration : CSP vs CPV</p> <p>CSP+ + Production plus régulière tout au long de la journée (production électrique peut chuter brutalement si nuage)</p> <p>CSP+ + couplage avec des systèmes de stockage de l’énergie à grande échelle (>> semi base)</p> <p>CSP+ + cogénération électricité/chaleur, cette dernière ouvrant la voie à d’autres utilisations (froid, dessalement..)</p> <p>CSP --- la situation du CSP, compte tenu de la compétition sur le PV, peut devenir difficile dès lors que seule énergie électrique valorisée</p>
	<p>ne progressent plus en coûts et en performances depuis 2-3 ans, et les investisseurs s’en détournent ;</p>	<p>Les cellules multi-jonctions couvrent une faible part de la surface, le reste étant constitué des dispositifs optiques qui peuvent être en plastique acrylique : PMMA polyméthacrylate de méthyle) : les faibles coûts de ces derniers compensent coût élevé de la cellule au cm²</p>
	<p>- La dernière-née des technologies, le CIGS (cuivre-indium-gallium-sélénium), semble à l’abri de ces difficultés : son coût potentiel est plus bas, et les quelques acteurs qui la développent (peu nombreux mais beaucoup sont de grands groupes) voient leur confiance initiale corroborée par les résultats techniques des premières usines. En revanche, la disponibilité de l’indium et du gallium peut devenir problématique.</p>	<p>Les modules sont majoritairement de grande taille et posés obligatoirement sur des suiveurs solaires (« trackers »).</p>
		<p>Les centrales à concentration ont vocation à être déployées dans les pays de la ceinture solaire (soumises à une radiation directe supérieure à 1800 kWh/m²/an)</p>

Éléments chimiques mis en œuvre dans différentes technologies du domaine de l'énergie
(source BRGM)

- Stockage de l'énergie
- Connectique
- Économies d'énergie
- Catalyse (automobile, piles à combustible)
- Production et transport de l'électricité
- Industrie électrique nucléaire
- Photovoltaïque
- Aimants permanents (véhicules électriques, éoliennes, TGV...)
- Éclairage

Matières premières pour l'énergie

1																	2		
H																	He		
3	4													5	6	7	8	9	10
Li	Be													B	C	N	O	F	Ne
11	12													13	14	15	16	17	18
Na	Mg													Al	Si	P	S	Cl	Ar
19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36		
K	Ca	Sc	Ti	V	Cr	Mn	Fe	Co	Ni	Cu	Zn	Ga	Ge	As	Se	Br	Kr		
37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54		
Rb	Sr	Y	Zr	Nb	Mo	Tc	Ru	Rh	Pd	Ag	Cd	In	Sn	Sb	Te	I	Xe		
55	56	*	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86		
Cs	Ba		Hf	Ta	W	Re	Os	Ir	Pt	Au	Hg	Tl	Pb	Bi	Po	At	Rn		
87	88	**	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118		
Fr	Ra		Rf	Db	Sg	Sg	Hs	Mt	Ds	Rg	Uub	Uut	Uug	Uup	Uuh	Uus	Uuo		
<i>Lanthanides</i>																			
<i>Terres rares</i>																			
57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71					
La	Ce	Pr	Nd	Pm	Sm	Eu	Gd	Tb	Dy	Ho	Er	Tm	Yb	Lu					
<i>Actinides</i>																			
89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103					
Ac	Th	Pa	U	Np	Pu	Am	Cm	Bk	Cf	Es	Fm	Md	No	Lr					

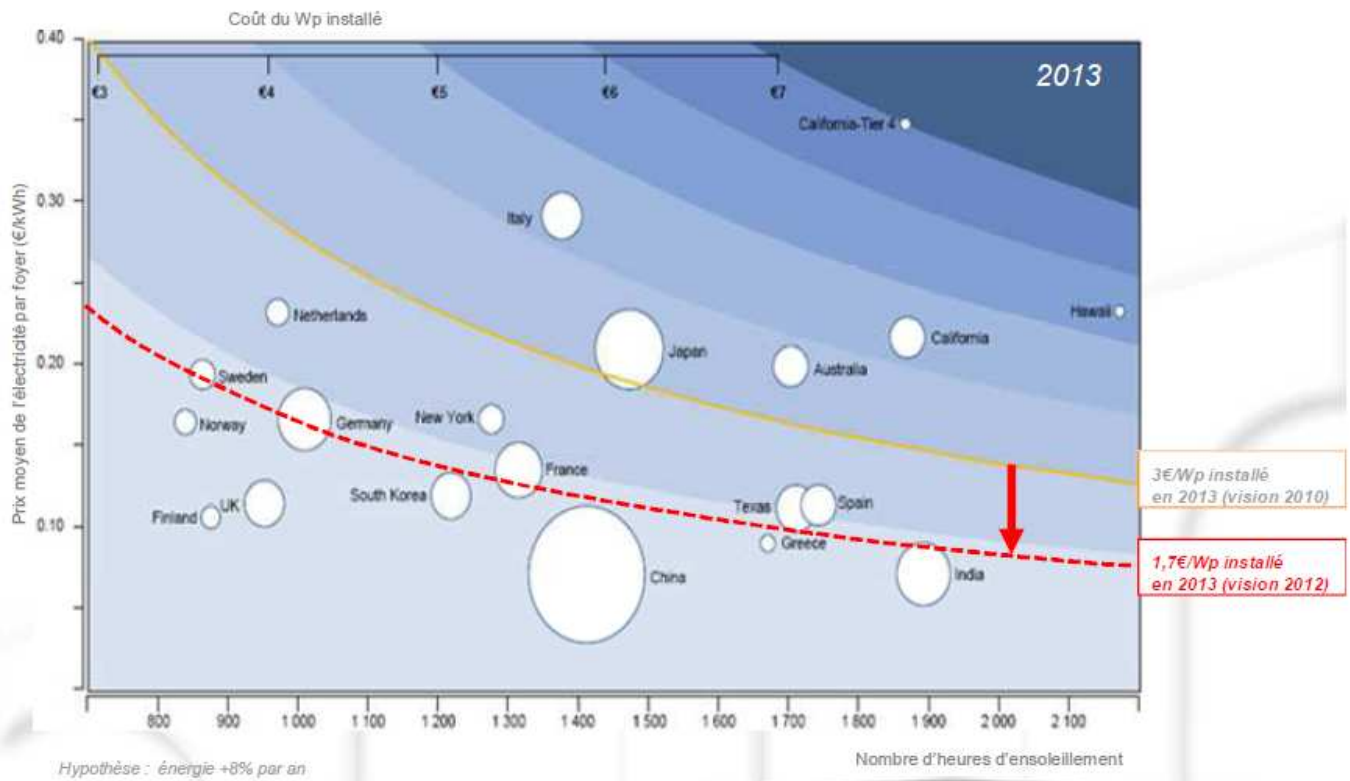
ETAT DES TECHNOLOGIES ET PRINCIPAUX OBJECTIFS A 2020 EN EUROPE

Source : Solar Europe Industry initiative, Implementation Plan 2010-2012, May 2010, réalisé par EPIA et EU PV Platform

Prix d'un grand système clés en main (€/Wc) (*)	2007	5 € / Wc
	2010	2,5-3,5 € / Wc
	2015	2 € / Wc
	2020	1,5 € / Wc

(*) Le prix d'un système ne dépend pas uniquement des améliorations technologiques mais également de la maturité du marché (qui implique des infrastructures pour l'industrie et des coûts administratifs)

Une parité réseau d'ici 3 à 5 ans en France ???



Source : étude d'un industriel auditionné par la mission

Coût de production de l'électricité PV dans Sud Europe (€/kWh)(**)	2007	0,3-0,60 € / kWh
	2010	0,14-0,20 € / kWh
	2015	0,10-0,17 € / kWh
	2020	0,07-0,12 € / kWh

(**) le coût de production de l'électricité dépend des coûts de financement et de la situation géographique. Les sites dans le sud de l'Europe considérés ici ont des niveaux d'ensoleillement allant de 1500 kWh/m²/an (e.g.Toulouse) à 2 000 kWh/m²/an (e.g.Syracuse)

Coût d'un système PV + stockage à petite échelle (€/kWh) dans Sud Europe (couplé au réseau) (***)	2007	
	2010	0,35 € / kWh
	2015	0,22 € / kWh
	2020	< 0,15 € / kWh

(***) Chiffres estimés d'après la feuille de route d'EUROBAT (association européenne de fabricants de batteries automobiles et industrielles)

		SILICIUM CRISTALLIN	COUCHES MINCES	PV à CONCENTRATION (CPV)
Rendement d'un module PV classique (%)	2007	13-18%	5-11%	20%
	2010	15-19%	6-12%	20-25%
	2015	16-21%	8-14%	25-30%
	2020	18-23%	10-16%	30-35%

Durée de vie d'un onduleur, d'un module, temps de retour énergétique (TREn) (en années)	2007	Onduleur = 10 ans ; module = 20-25 ans ; TREn = 2-3 ans	
	2010	Onduleur = 15 ans ; module = 25-30 ans ; TREn = 1-2 ans	
	2015	Onduleur = 20 ans ; module = 30-35 ans ; TREn = 1 an	
	2020	Onduleur >25 ans ; module = 35-40 ans ; TREn = 0,5 an	

2.2.7 Comment pourrait-on évoluer vers de l'électricité solaire compétitive ?

Toute stratégie quelle qu'elle soit doit prendre soin de préserver le profil de production de notre pays qui comprend une électricité de base bon marché. Il importe donc de conforter notre potentiel expert et, pour éviter toute stratégie précipitée contre-productive, préserver ce potentiel expert dans l'attente que la nouvelle technologie soit mature.

Aujourd'hui, au moins un industriel nous a indiqué qu'il parvenait dans ses installations à 100 €/MWh, notamment en France, en Inde et au Chili. Pour aboutir à une électricité solaire compétitive et en supposant un prix de l'électricité stable sur les prochaines années, il faudrait arriver à 70 €/MWh en 2014 et viser 40 €/MWh en 2020.

Pour aboutir à 70 €/MWh il faut un système installé autour de 0,90 €/Wc ; or on est aujourd'hui à 1,30 €/Wc pour ce système installé (on peut rappeler que l'on était en 2008 à 4,5 €/Wc !)

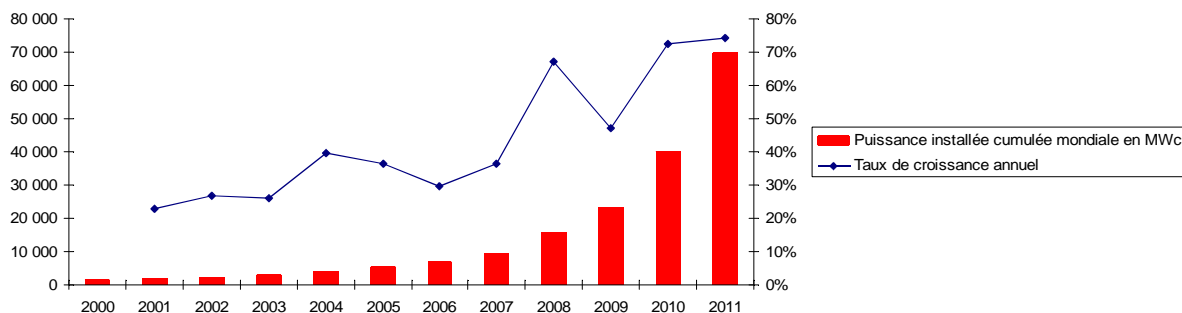
Décomposition des 1,30 €/Wc et évolution pour aboutir à 0,9 €/Wc en 2014 :

1. La partie module a vocation à être produite à proximité du lieu d'utilisation : elle est aujourd'hui de 50 c€/Wc ; ce coût pourrait descendre à 40 c€ en 2014 ;
2. La part Balance of System (équipement électrique) est aujourd'hui à 55 c€/Wc ; ce coût pourrait descendre à 35 c€ en 2014 ;
3. Enfin la part construction, intégration, ingénierie est aujourd'hui de 20 c€/Wc et pourrait descendre à 15 c€/Wc en 2014.

Sources : industriels auditionnés.

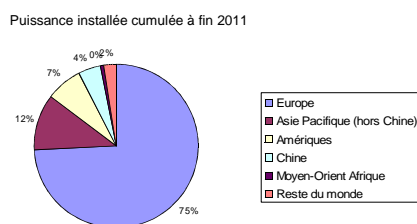
2.2.8 Le marché mondial. La puissance installée

Le marché mondial du photovoltaïque a connu une forte expansion sur la dernière décennie, avec depuis 2008 une accélération et des taux de croissance annuels le plus souvent supérieurs à 60 %. A fin 2011, la puissance installée cumulée mondiale photovoltaïque était de près de 70 GWc (cf. graphe suivant).



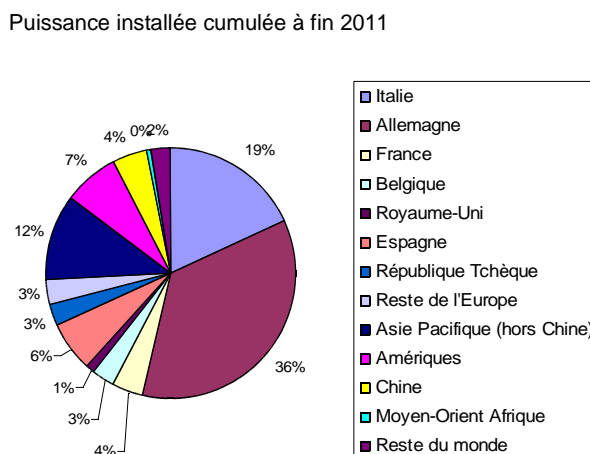
Source : EPIA, *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*, May 2012

La puissance installée actuelle est principalement européenne, comme le montre le graphe suivant.



Source : EPIA, *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*, May 2012

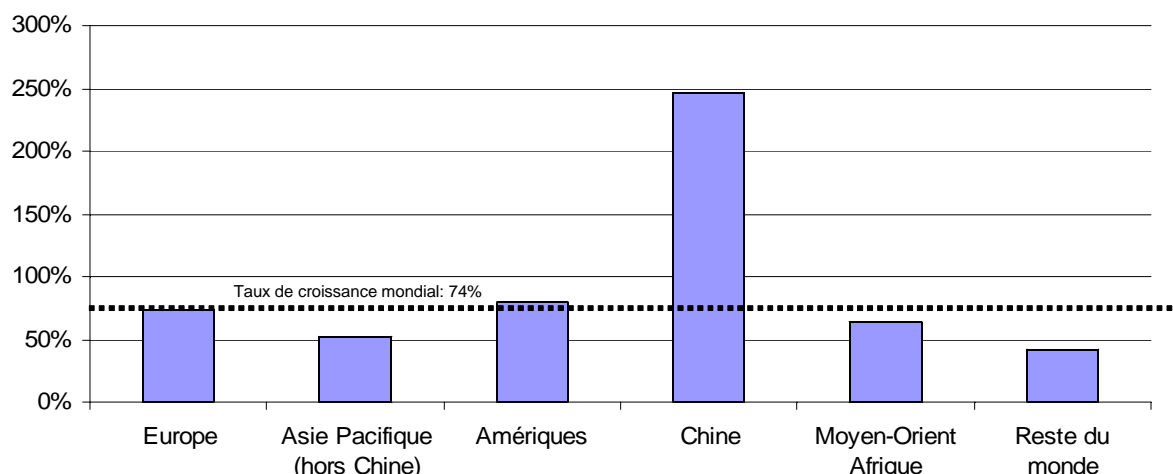
A l'intérieur de l'Europe, les deux marchés allemand et italien sont dominants, l'Allemagne et l'Italie à eux seuls représentant plus de la moitié de la puissance installée mondiale quand la France en représente 4%.



Source : EPIA, *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*, May 2012

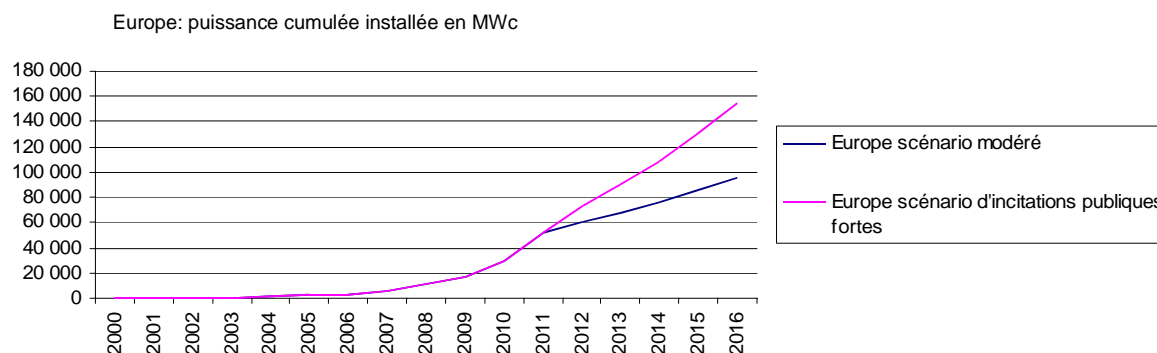
Cette importance européenne de la puissance photovoltaïque installée ne doit cependant pas masquer le rattrapage effectué par la Chine, qui tire la croissance mondiale avec un taux chinois de 246% en 2011, soit plus que le triple de la puissance installée.

Taux de croissance 2011 de la puissance cumulée installée photovoltaïque



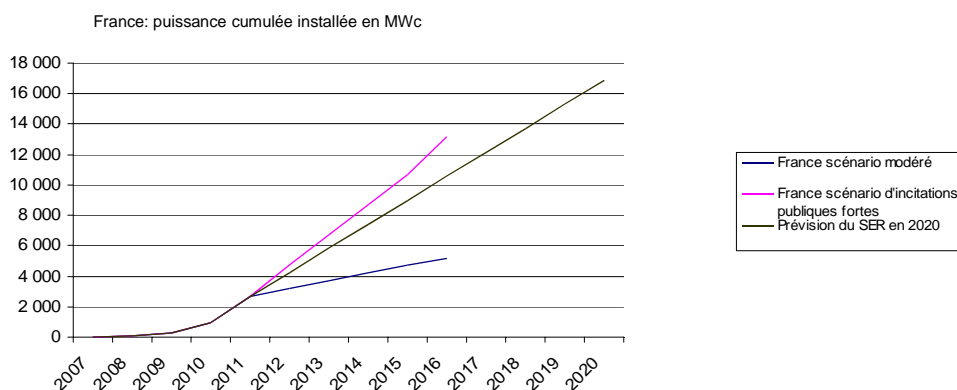
Source : EPIA, *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*, May 2012

Les prévisions de la profession pour l'Europe dépendent fortement des hypothèses sur le maintien, ou l'atténuation, des dispositifs de soutien public au photovoltaïque. Ainsi, la European Photovoltaic Industry Association a défini deux scénarios, l'un, dit modéré, avec une atténuation du soutien public, et l'autre avec le maintien d'incitations publiques fortes. Les deux scénarios prévoient une croissance européenne significative sur les cinq prochaines années, avec toutefois, dans le scénario modéré, un ralentissement par rapport à la croissance observée ces dernières années.



Source : EPIA, *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*, May 2012

Les prévisions de l'EPIA sur la France distinguent aussi entre les deux hypothèses de soutien public. Comme on peut le vérifier sur le graphe suivant, les prévisions du Syndicat des Energies Renouvelables (SER) à l'horizon de 2020 (puissance cumulée de 16 900 MW) sont plus proches du scénario EPEIA d'incitations publiques fortes que du scénario modéré.



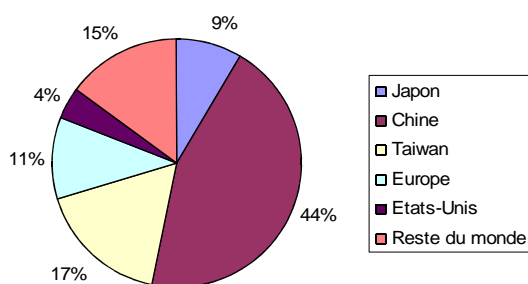
Sources : EPIA, *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*, May 2012, BIPE, *Contribution du BIPE au Livre Blanc du SER, filières photovoltaïque, éolienne et biomasse*, janvier 2012

2.2.9 La production de modules photovoltaïques : une domination écrasante de l'Asie et de la Chine

L'activité manufacturière essentielle dans la réalisation d'une installation solaire est la production de modules qui regroupent des cellules photovoltaïques. Ces modules sont ensuite assemblés dans des panneaux par les monteuses et installateurs (cf supra). La technologie principale de fabrication est celle dite du silicium cristallin, qui concerne 80 % du marché. C'est notamment celle de Photowatt, désormais filiale d'EDF Energies Nouvelles (EN). L'autre technologie significative est celle des couches minces, dans laquelle Saint Gobain est présente au travers de son usine de Torgau en Allemagne.

Si la puissance photovoltaïque installée est encore largement européenne, la production de modules se fait désormais surtout en Asie, comme l'illustre le graphe suivant .

Production de modules en % des MWc installés, 2011



Source : European Commission, JRC, *PHOTOVOLTAÏQUE Status Report*, 2011

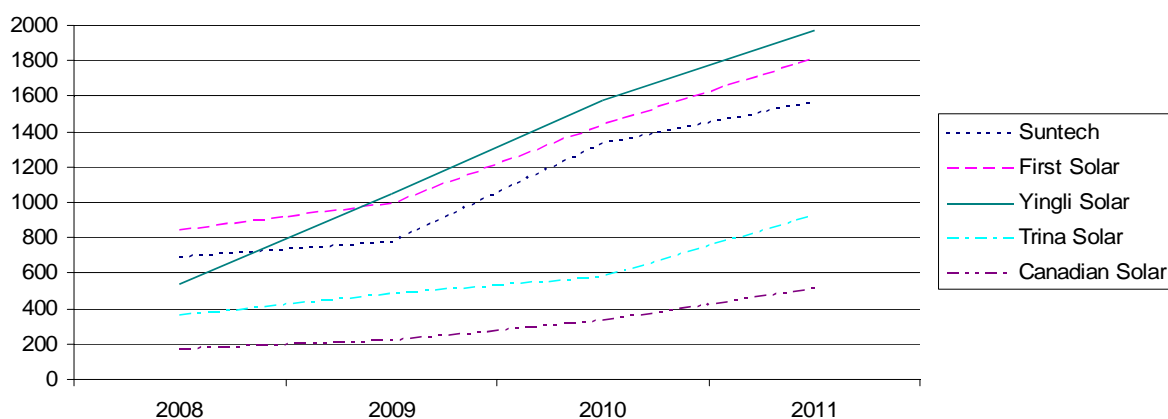
Presque tous les principaux fabricants du marché sont d'origine chinoise ou ont en Chine l'essentiel de leur production, comme le montre le tableau suivant.

Entreprises	Technologie employée	Principaux pays de production	Production 2011 (en MWc)	Chiffre d'affaires 2011 (en MUS\$)	Part du marché mondial 2011 (exprimée en MWc)
Suntech	Silicium cristallin	Chine	2 220	3 147	7 %
First Solar	Couches minces	USA/Allem./Malaisie	1 981	2 766	7 %
JA Solar	Silicium cristallin	Chine/USA/Allem.	1 690	1 706	6 %
Yingli Solar	Silicium cristallin	Chine	1 604	2 332	5 %
Trina Solar	Silicium cristallin	Chine	1 550	2 048	5 %
Motech Solar	Silicium cristallin	Taiwan/Chine	1 100		4 %
Canadian Solar	Silicium cristallin	Chine	1 010	1 899	3 %
Total du marché			29 665		

Sources : Rapports financiers des entreprises à leurs places de cotation respectives, EPIA, *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016*, May 2012, DGEC, *Pétrole, gaz, énergies décarbonées, rapport sur l'industrie en 2011*, calculs des auteurs

Ces entreprises ont considérablement investi sur 2010 et 2011, comme on peut le vérifier à partir d'une étude de l'évolution des immobilisations corporelles de cinq des six premiers fabricants mondiaux⁴¹.

Immobilisations corporelles nettes consolidées en US\$m

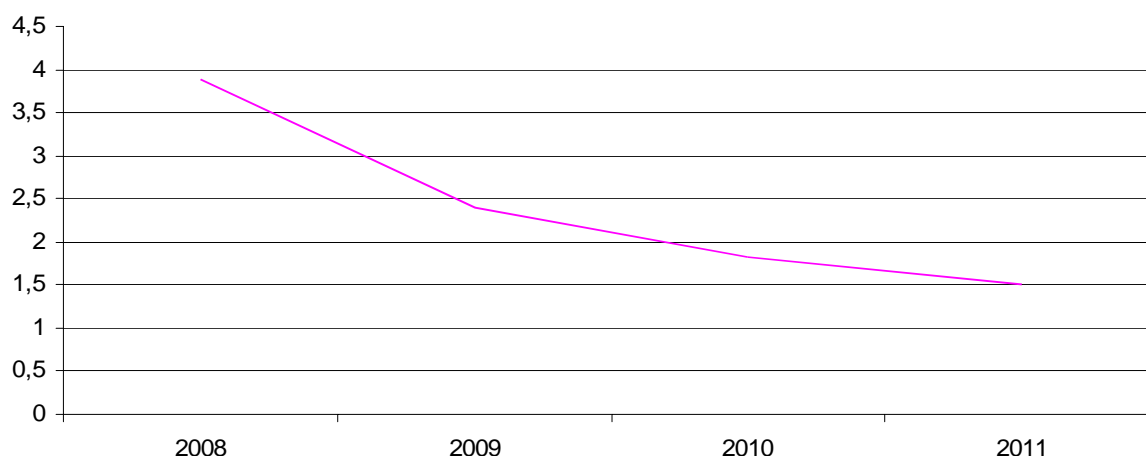


Sources : Rapports financiers des entreprises

En trois ans, les immobilisations corporelles nettes de Suntech, First Solar et Yingli Solar ont doublé, voire triplé. En dépit de la croissance du marché d'installation de centrales solaires, les prix observés ont décliné, comme l'illustrent les éléments publiés par Suntech.

⁴¹ Motech Solar ne publie ses comptes qu'en chinois. Le chiffre d'affaires de JA Solar, publié en RMB, a été converti en US\$ au taux apparent utilisé par Yingli pour la publication de ses comptes 2011 dans les deux devises (1 RMB = 0,16 US\$)

Prix moyen du module vendu par Suntech en US\$

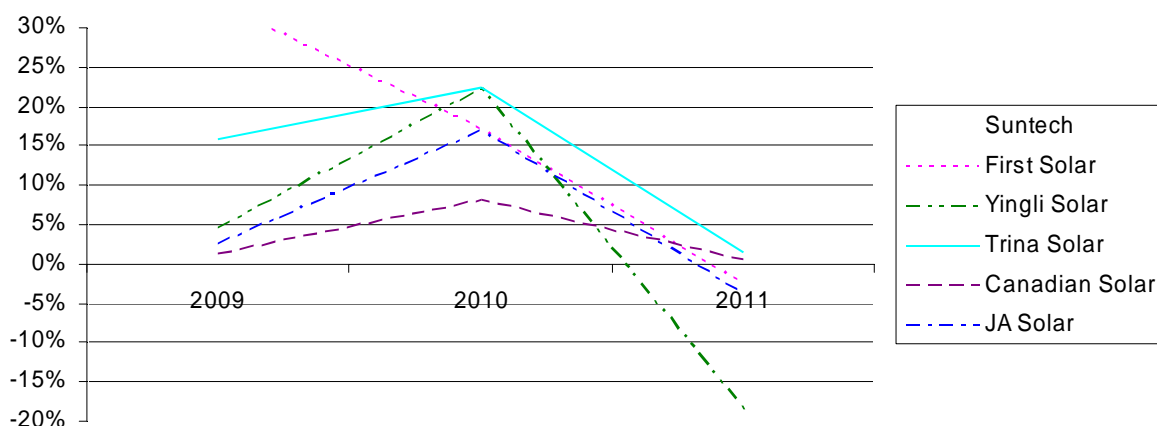


Sources : Rapports financiers des entreprises

Il est à noter que selon un certain nombre d'industriels européens, cette évolution de prix ne résulte pas seulement d'une surcapacité, mais aussi d'une pratique chinoise de dumping, contre laquelle une plainte a été déposée en juillet 2012 auprès de la commission européenne à l'initiative de l'allemand Solarworld.

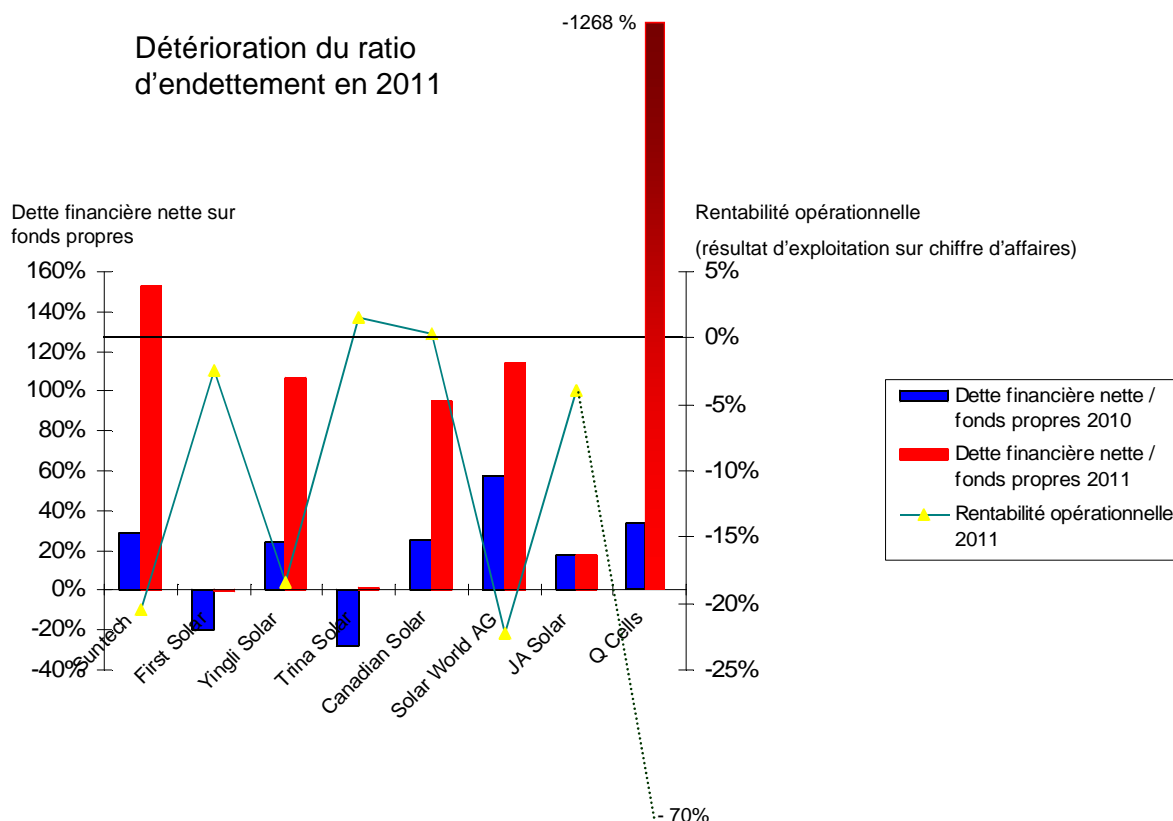
Les investissements ambitieux et la baisse des prix ont profondément affecté la rentabilité des fabricants du secteur et ont dégradé leur ratio d'endettement sur fonds propres dont l'évolution est retracée ci-dessous (avec l'ajout de deux entreprises allemandes, Solarworld et Q-cells). La destruction des fonds propres de Q-cells a contraint cette entreprise à se placer en redressement judiciaire en 2012. Elle a été acquise en août 2012 par le coréen Hanwha.

Evolution de la rentabilité opérationnelle
(ratio résultat d'exploitation sur chiffre d'affaires)



Sources : Rapports financiers des entreprises, calculs des auteurs.

Détérioration du ratio d'endettement en 2011



Sources : Rapports financiers des entreprises, calculs des auteurs.

Plusieurs dépôts de bilans ou fermetures d'usines sont intervenus depuis la fin de l'an dernier en Allemagne, aux Etats-Unis ou en France. En plus de Q cells, les entreprises allemandes Sovello, Solar Hybrid et Solon Energy ont déposé leur bilan. L'américain First Solar a annoncé la fermeture de son usine allemande de Francfort sur l'Oder, et les américains Solyndra, Evergreen et Spectrawatt se sont déclarés en faillite. Photowatt a été placé à la fin de 2011 en redressement judiciaire, avant d'être repris par EDF EN.

Des ratios d'endettement voisins de 100 % sont difficilement acceptables pour des prêteurs ou des investisseurs obligataires occidentaux sur ce type d'entreprise dans les conditions de marché actuelles. Des petits fabricants chinois ferment aussi. Le marché est entré dans une restructuration avec des fermetures de capacités qui peuvent favoriser la domination des grandes entreprises chinoises si ces dernières sont en mesure de maintenir encore pour un certain temps un ratio d'endettement élevé.

C'est en effet la capacité d'endettement qui apparaît comme le principal avantage compétitif des fabricants chinois du secteur sur leurs concurrents occidentaux. La plupart des entreprises chinoises sont en pertes d'exploitation, et leur ratio de chiffre d'affaires par employé est moins bon que celui des principaux acteurs occidentaux, comme le montre le tableau suivant⁴².

⁴² Le chiffre d'affaires 2011 de Solar World AG a été converti au taux de 1€ pour 1,25 US\$

Année 2011	Chiffre d'affaires / employés (en US\$)
Suntech	157 350
First Solar	425 538
Yingli Solar	145 750
Trina Solar	142 569
Canadian Solar	211 000
Solar World AG	253 576

Ce ne sont pas non plus les taux d'intérêt payés par les entreprises chinoises qui paraissent anormaux (4,48 % pour l'endettement à court terme de Suntech en 2011), mais la capacité à lever de la dette à court terme auprès d'institutionnels chinois. Le tableau suivant montre les maturités de la dette brute de Suntech au 31 décembre 2011. L'essentiel est en dette à court terme, emprunts bancaires ou placements obligataires privés qui, s'ils sont refinancés cette année, continueront à permettre à Suntech d'essayer des pertes opérationnelles en attendant une amélioration du marché.

Dette Brute de SUNTECH (31.12.2011)	(en M\$)
2012	1 577
2013	534
2014	130
2015	-
2016	50
TOTAL	2 291
<i>dont Bank of China</i>	<i>366</i>
<i>dont China Development Bank</i>	<i>130</i>

2.2.10 La situation des entreprises françaises dans la chaîne de valeur du photovoltaïque.

2.2.10.1 Une chaîne de valeur concentrée sur l'aval : ingénierie, installation, exploitation, maintenance

Le moratoire de décembre 2010 sur les tarifs d'achat a pesé sur l'aval de la filière en France, tandis que la pression à la baisse sur les prix des modules pesait sur l'amont. De 24 000 emplois en 2010, la filière est passée à 18 800 emplois (équivalent temps plein) en 2011, qui se répartissent en 17 800 ETP pour l'investissement et 1 000 ETP pour l'exploitation – maintenance. Les entreprises françaises du photovoltaïque sont désormais très concentrées sur l'ingénierie et l'installation en aval de la fabrication du panneau photovoltaïque. 80 % des 17 800 emplois de la partie investissement de la filière y sont présents, alors que cette portion ne représente que 42 % de la valeur ajoutée de l'investissement (cf. schéma suivant).

**PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE EN FRANCE
 DECOMPOSITION DE LA VALEUR AJOUTEE ET DES EMPLOIS
 Schéma Investissement**

Valeur ajoutée		Emplois français directs et indirects (en équivalent temps plein)
Développement, intégration, installation 42 %		14 300 ETP
Equipements électriques 19 %		
Panneaux et modules 39 %		3 500 ETP

TOTAL : 17 800 ETP en 2011

Sources : BIPE, *Contribution du BIPE au Livre Blanc du SER, filières photovoltaïque, éolienne et biomasse*, janvier 2012, contribution de Schneider Electric

Quand on intègre à la filière son aval de production électrique, la prépondérance des métiers d'ingénierie et d'installation demeure (cf. schéma suivant).

PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE EN FRANCE
DECOMPOSITION DE LA VALEUR AJOUTEE ET DES EMPLOIS
Schéma complet

Valeur ajoutée	Emplois français directs et indirects (en équivalent temps plein)
Impôts et taxe 8 %	1 000 ETP
Financement 21 %	14 300 ETP
Exploitation et maintenance 23 %	
Développement, intégration, installation 20 %	
Equipements électriques 9 %	3 500 ETP
Panneaux et modules 19 %	

TOTAL : 18 800 ETP en 2011

Sources : BIPE, *Contribution du BIPE au Livre Blanc du SER, filières photovoltaïque, éolienne et biomasse*, janvier 2012,
contribution de Schneider Electric

Les mesures d'encouragement à la filière se doivent de favoriser l'installation selon des normes de qualité.

Recommandation n° 17. Promouvoir et garantir la fiabilité des installations photovoltaïques dans le résidentiel par des normes et des garanties financières des assureurs.

La réglementation thermique du bâtiment peut également jouer un rôle significatif dans la promotion de certaines installations. La recherche de l'atteinte d'une performance énergétique globale d'un bâtiment conduit à des choix d'équipements qui interagissent. La promotion de panneaux solaires dans le bâtiment doit respecter cette logique de résultats.

Recommandation n° 18. Dans les travaux sur la RT 2020, s'inscrire dans une logique de résultats (incluant des éléments de gestion de l'intermittence) plutôt que par dispositions techniques obligatoires.

Le marché du résidentiel diffus génère une activité locale auprès d'une demande solvable moins sensible au retour sur investissement et qui contribuera à une rénovation thermique intelligente du bâti.

L'écoconditionnalité et la simulation pour éviter d'équiper des « épaves thermiques » sont de puissants régulateurs pour limiter les effets d'aubaine.

C'est en introduisant des clauses strictes pour éviter de telles dérives que l'on peut réintroduire dans les bouquets de travaux éligibles à l'Eco PTZ l'installation de panneaux solaires dans le résidentiel. De telles clauses s'inscrivent au demeurant dans une logique forte promue par le Grenelle pour la mise en œuvre d'équipements destinés à améliorer la performance énergétique du bâtiment.

Recommandation n°19. Eco PTZ : réintroduire les panneaux photovoltaïques dans les bouquets de travaux prévus à l'éligibilité au prêt éco-PTZ sous conditions suivantes : 1. attestation de qualification du maître d'œuvre pour l'installation des équipements) 2. appréciation de la pertinence du projet par rapport au bâtiment considéré, par simulation par un logiciel reconnu.

Les modules de formation existent pour permettre aux professionnels du bâtiment d'acquérir ces compétences : ce sont notamment les modules FEEBat. D'autre part des logiciels performants permettent d'apprécier finement la performance énergétique d'un bâtiment avant et après les travaux projetés.

Le marché de l'**investissement photovoltaïque français a représenté en 2011 plus de 3 Mds d'Euros**, dont la moitié représentait une valeur ajoutée française, cette dernière étant plus importante chez les particuliers du fait du plus grand poids de l'installation dans ce sous-segment (tableau suivant).

INVESTISSEMENT PHOTOVOLTAÏQUE EN FRANCE ET EMPLOIS

Année 2011	Investissements (M€)	Valeur ajoutée française (M€)	Part de valeur ajoutée française	Emplois (ETP)
Domestique	1 387	827	60 %	9 100
Professionnel	970	421	43 %	3 200
Centrales au sol	756	335	44 %	6 500
TOTAL	3 113	1 583	51 %	18 800

Sources : BIPE, Contribution du BIPE au Livre Blanc du SER, filières photovoltaïque, éolienne et biomasse, janvier 2012, contribution de Schneider Electric

2.2.10.2 Des aides publiques particulièrement élevées au regard des emplois créés en France.

Le syndicat des énergies renouvelables (SER) prévoit, dans le photovoltaïque français en 2020, des emplois directs et indirects de 56 200 ETP et un total de 74 000 ETP si l'on inclut les emplois induits. Ces prévisions d'emploi correspondent à des prévisions de puissance installée de 20 000 MW, très supérieures aux 7 800 MW prévus par la DGEC au même horizon. Il faudrait donc pour parvenir à ces

20 000 MW, une aide financière très supérieure aux 2,8 Mds d'euros de CSPE⁴³ prévus par la DGEC pour le photovoltaïque en 2020. Or, même si l'on rapporte la CSPE des 7 800 MW aux prévisions d'emplois ambitieuses du SER et si l'on intègre dans ces emplois les emplois induits, **le ratio d'aide publique par emploi ressort à 37 540 € par emploi et par an**. Le ratio exact est certainement bien supérieur, mais il faudrait pour le calculer concevoir une évolution tarifaire qui permît la croissance souhaitée par le SER.

2.2.10.3 Photovoltaïque : un impact négatif sur le commerce extérieur

L'absence de capacité manufacturière importante et l'activité exportatrice limitée rendent la **balance commerciale du photovoltaïque français nettement déficitaire** (tableau ci-dessous).

BALANCE COMMERCIALE DU PHOTOVOLTAÏQUE FRANÇAIS EN 2011

Année 2011 en M€	Marché domestique : importations	Marché export : exportations nettes des importations
Domestique	560	81
Professionnel	549	56
Centrales au sol	421	43
TOTAL	1 530	180
Solde négatif 2011	1 350 MEuros	

Source : BIPE, *Contribution du BIPE au Livre Blanc du SER, filières photovoltaïque, éolienne et biomasse*, janvier 2012, calculs des auteurs.

*
* *

Au total, il ressort de cet examen que, en l'état actuel des choses, les aides publiques au développement de l'électricité photovoltaïque en France, et notamment en France métropolitaine, ne se justifient ni par des considérations de créations d'emplois, ni pour des raisons environnementales (le développement du photovoltaïque tendant à augmenter les émissions de CO2 en l'absence de dispositifs de stockage de l'électricité – voir chapitre 1), ni pour des raisons de commerce extérieur, mais permet un certain rééquilibrage de notre *mix* énergétique.

2.3 Stratégie de R&D et d'innovation dans un cadre européen

2.3.1 Le contexte institutionnel

Pour assurer la compétitivité des entreprises françaises dans les domaines de l'éolien et du photovoltaïque, la capacité d'innovation doit être encouragée sur toute la chaîne industrielle, et tout au long du processus d'innovation, depuis la R&D jusqu'à la mise sur le marché en passant par des prototypes lorsque cela s'avère nécessaire.

⁴³ Sans compter les autres aides au développement du photovoltaïque qui peuvent exister par ailleurs (aides régionales par exemple).

Cette innovation répétée doit conforter les entreprises françaises sur leurs points forts (exemple : éoliennes pour les zones cycloniques), et combler les vides dans la chaîne de valeur (pales d'éolienne, turbines onshore de nouvelle génération, panneaux photovoltaïques à très haute performance...).

Cet effort, qui doit associer acteurs publics et privés, doit se concevoir dans un cadre européen : c'est bien l'industrie européenne du PV et de l'éolien qui est fragilisée, sinon laminée par la concurrence asiatique.

Les États membres de la communauté européenne ont consacré 4,5 milliards d'euros à la R&D sur les énergies renouvelables au cours des dix dernières années, l'UE dépensant 1,7 milliard au titre des 6^{ème} et 7^{ème} programmes cadre R&D. Le plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (plan SET) et le futur programme de recherche «Horizon 2020» constituent le cadre de l'action de la communauté européenne. Il est recommandé de relever l'ambition européenne, ou au moins franco-allemande, dans le domaine du solaire, dont le potentiel théorique à l'échelle mondiale est gigantesque pour peu que des ruptures technologiques soient accompagnées jusqu'au stade du développement industriel. Or l'industrie européenne du photovoltaïque, notamment en Allemagne, est en voie de disparition, face aux importations massives de panneaux chinois. Sur le modèle de l'Agence spatiale européenne, **la mission recommande la constitution d'une agence européenne de l'énergie solaire** qui ciblerait des financements importants sur des technologies d'avenir permettant notamment de faire baisser les prix des panneaux photovoltaïques, et d'en accroître la performance. Cette agence contribuerait aussi à structurer l'industrie européenne du secteur, qui fait durablement face à une concurrence asiatique sur les technologies de base.

Recommandation n°20. Lancer à l'occasion des 50 ans du traité de l'Elysée (22 janvier 2013), dans le cadre de programmes conjoints franco-allemand, de grands projets de recherche et innovation sur le solaire sur des priorités partagées (PV à concentration, couches minces, stockage de l'énergie aux diverses échelles), et favoriser les rapprochements industriels franco-allemands, voire européens, sur ces sujets

Les principaux pôles de compétitivité dans le domaine des EnR (offshore et terrestre) sont les suivants :

- **Pôle Mer Bretagne et Pôle Mer PACA** (pôles à vocation mondiale)
Ces pôles portent des projets collaboratifs innovants dans la filière maritime, y compris en matière d'exploitation des ressources énergétiques marines dont l'éolien off-shore. Ils sont respectivement situés à Brest en Bretagne et à La Seyne sur Mer en Région Provence Alpes Côte d'Azur.
- **Derbi** (pôle national)
Ce pôle de Perpignan est dédié au développement des énergies renouvelables dans le bâtiment et l'industrie. Il soutient également le développement de l'énergie éolienne. Pour cela, il met en avant les compétences sectorielles, contribue à l'émergence de la filière en

région, et facilite l'accès des entreprises à la compétence scientifique et aux technologies de la région.

- **Cap énergie** (pôle national)
Localisé à Saint Paul lez Durance, en Provence Alpes Cotes d'Azur, ce pôle a pour mission de développer des énergies non génératrices de gaz à effet de serre. Il vise à tirer parti des atouts des Régions PACA et Corse ainsi que des îles de la Réunion et de la Guadeloupe pour développer une filière énergétique d'excellence adaptée aux mutations industrielles et à accroître les parts de marché à l'international.
- **S2E2** : (pôle national) situé en Région Centre porte notamment sur les énergies renouvelables, et les bâtiments durables
- **Tenerdis** (pôle national)
Ce pôle développe des activités collaboratives notamment sur le solaire, l'hydrogène et le stockage. Il est situé à Grenoble.

Un certain nombre de projets collaboratifs de R&D des pôles de compétitivité sont financés par le FUI (Fonds Unique Interministériel) pour un montant global d'environ 600 M euros sur la période 2009-2012.

Plusieurs instituts d'excellence en énergie décarbonée (IEED) ont été labellisés par le gouvernement, dans le cadre des programmes d'investissements d'avenir

- [France Energies Marines](#) à Brest (Bretagne) labellisé par les pôles Mer Bretagne et Mer PACA, dans le domaine des énergies marines renouvelables, qui bénéficiera d'une dotation de 34,3 millions d'euros ;
- [Greenstars](#) dans le bassin de Thau (Languedoc-Roussillon) labellisé par les pôles Mer PACA, Trimatec et IAR, dans le domaine des bioalgues, qui bénéficiera d'une dotation de 23,8 millions d'euros ;
- [L'Institut français des matériaux agro-sourcés \(IFMAS\)](#) à Villeneuve d'Ascq (Nord-Pas-de-Calais) labellisé par le pôle MAUD, dans le domaine de la chimie verte, qui bénéficiera d'une dotation de 30,8 millions d'euros ;
- [L'Institut photovoltaïque d'Ile-de-France \(IPVF\)](#) à Saclay (Ile-de-France) labellisé par le pôle Advancity, dans le domaine du photovoltaïque de troisième génération, qui bénéficiera d'une dotation de 18,1 millions d'euros ;
- [Supergrid](#) à Villeurbanne (Rhône-Alpes), dans le domaine des réseaux électriques haute et très haute tension, qui bénéficiera d'une dotation de 72,6 millions d'euros ;
- [Geodenergies](#) à Orléans (Centre) labellisé par les pôles Avenia, S2E2, Capenergies, Dream dans le domaine des technologies du sous-sol, qui bénéficiera d'une dotation de 15,9 millions d'euros ;
- [L'Institut véhicule décarboné et communicant et de sa mobilité](#) (Védécom) à Satory (Ile-de-France) labellisé par le pôle Mov'eo, dans le domaine des transports terrestres et de l'écomobilité, qui bénéficiera d'une dotation de 54,1 millions d'euros ;
- [L'Institut national pour le développement des écotechnologies et des énergies décarbonées \(INDEED\)](#) à Lyon (Rhône), labellisé par les pôles Axelera, Tenerdis, Plastipolis, trimatec, LUTB, Viaméca, et qui bénéficiera d'une dotation de 39,7 millions d'euros ;
- [Picardie innovations végétales, enseignements et recherches technologiques \(PIVERT\)](#), à Venette (Oise) , qui bénéficiera d'une dotation de 63,8 millions d'euros.

Il est à noter qu'aucun IEED ne porte spécifiquement sur l'éolien, ce qui nuit à la coopération entre les acteurs privés et publics : il est donc recommandé d'en structurer un. Les appels à manifestation (AMI) de l'ADEME jouent un rôle important dans la preuve du concept, et notamment la mise au point de prototypes industriels : il faut maintenir, et développer cette procédure.

Le programme Production Renouvelable et Gestion de l'Electricité (PROGELEC) de l'Agence nationale pour la Recherche finance notamment des projets sur le solaire photovoltaïque, l'hydrogène et la pile à combustible, le stockage électrochimique de l'énergie, la thermoélectricité, les réseaux intelligents, et l'intégration des systèmes. Ce programme devrait être ouvert aussi à divers aspects de l'énergie éolienne (voir ci-dessous).

Recommandation n° 21. Encourager la mise sur pied d'un IEED spécifiquement « éolien ». Encourager les « grappes » d'entreprises sur un plan régional et les fédérer à l'échelle nationale. Inciter les acteurs français à faire valoriser la recherche en priorité par des entreprises françaises. Continuer à financer la preuve du concept (prototypes...) notamment via les Appels à Manifestation d'Intérêt du Programme d'Investissement d'Avenir.

2.3.2 Les priorités de recherche et développement communes au photovoltaïque et à l'éolien

2.3.2.1 Le stockage d'électricité

Au niveau mondial, la puissance électrique installée en 2010 était d'environ 4 400 000 MW. Les stockages opérationnels pour la production centralisée d'électricité étaient approximativement les suivants :

- stations de transfert par pompages (STEP) : 140 000 MW
- Air comprimé : 430 MW (Allemagne et USA)
- Batterie NaS : 400 MW (Japon)
- Batteries plomb : 45 MW
- Batteries Li : 45 MW
- Batteries NiCd : 40 MW
- Volants d'inertie : 40 MW (US)
- Batteries Redox : 3 MW

On constate ainsi que la puissance des installations de stockage ne représentait alors que 3 % de la puissance mondiale totale, en quasi-totalité grâce aux STEP, les autres technologies ne contribuant que pour 0,023 %.

Les pays occidentaux consacrent des ressources publiques importantes pour développer leurs capacités de stockage : 280 M€/an au Japon, 240 M€/an en Allemagne, 210 M€/an aux USA, 50 M€/an en France. Le besoin de stockage d'électricité en France métropolitaine n'est pas actuellement considérable : réseau intérieur maillé et en bon état, intégration à la plaque

européenne, modulation du nucléaire. Cependant le développement des énergies intermittentes accroîtra le besoin de capacités de stockage, comme c'est déjà le cas dans les DOM.

Les voies possibles de stockage, déjà décrites au § 1.5.2.2, nécessitent toutes d'être considérées, compte tenu de la variété des applications possibles (stockage centralisé ou déconcentré, notamment). La R&D portera notamment sur la réduction des coûts, l'évaluation des risques, l'augmentation de la durée de vie des composants critiques, l'électronique de puissance et le contrôle commande. Les systèmes insulaires sont à privilégier pour développer des prototypes.

2.3.2.2 L'intégration au réseau électrique et les réseaux électriques intelligents (smart grids)

Un *smart grid* est un réseau électrique couplé à un réseau d'information et de communication pour contrôler et gérer l'acheminement de l'électricité à partir de toutes sources de production afin de répondre à la demande des utilisateurs finaux : ils mettent ainsi mieux en relation l'offre des producteurs d'électricité et la demande des consommateurs (voir § 1.5.2.3). La feuille de route stratégique de l'ADEME prévoit la conception et le développement des éléments suivants :

- systèmes de protection des réseaux de distribution adaptés à une forte pénétration de la production distribuée et intermittente ;
- systèmes de stockage décentralisés adaptés aux contraintes de fonctionnement des installations de production distribuée et à l'insertion sur les réseaux de distribution ;
- capteurs et organes de coupure en réseaux télé-opérables ;
- systèmes et d'architecture adaptés au fonctionnement des réseaux îlotés à faible puissance de court circuit ;
- modèles et outils de suivi du vieillissement des matériels, d'anticipation et de détection, localisation des pannes sur les réseaux ;
- outils de prévision (court moyen terme) de la production intermittente et de consommation adaptés aux besoins des différents acteurs en particulier sur les territoires non interconnectés ;
- outils transverses et normes pour le dialogue et la circulation d'information entre les acteurs du système ;
- outils permettant de gérer les phases d'entrées et de sorties des régimes îlotés ;
- interfaces permettant des transmissions optimisées d'information entre les différents acteurs (ex. : consommateur, agrégateur, producteur, fournisseur) / composantes (ex. : maisons, départs, postes sources) du système électrique ;
- outils de conduite en temps réel des réseaux de distribution : estimation d'état, automatisation des manœuvres de reprise, du réglage de la tension, etc ;
- outils de planification des réseaux en cas de présence massive de PDE (production décentralisée d'électricité).

2.3.2.3 La prévision des ressources

Comme indiqué au paragraphe 1.5.2.1, la prévision de production des énergies intermittentes et fatales est cruciale pour le gestionnaire de réseau. Dans les DOM et en Corse, où le taux de pénétration du photovoltaïque et de l'éolien peut atteindre 30 %, des méthodes de prévision ont été développées et doivent être encore améliorées.

Les travaux de R&D doivent porter sur les algorithmes et la qualité des données, afin d'obtenir une meilleure résolution spatiale et une meilleure prévision à un instant donné. Plusieurs pistes sont à étudier : imagerie satellite, imagerie au sol, réseau de capteurs intelligents, en coopération avec les universités locales.

2.3.3 Les priorités de recherche dans le domaine de l'éolien

2.3.3.1 Les turbines

La taille des machines a évolué vers des puissances de 5 à 10 MW correspondant à des longueurs de pales de 75 mètres. La réduction du coût du kWh en est la principale motivation. La R&D vise actuellement des prototypes de 10 à 20 MW et des pales de plus de 100 mètres. Les autres aspects de la recherche concernent les conditions extrêmes (vents faibles, climats extrêmes), la réduction du poids, la réduction des coûts de fonctionnement. Pour le grand éolien offshore, des progrès sont attendus sur la fiabilité des turbines et sur leur installation, afin de réduire les coûts de maintenance et de mise en place.

2.3.3.2 Les pales

Les éoliennes ne peuvent pas être installées dans un rayon de 10 km autour des radars (Météo, Défense, aéroports...), et ne peuvent être installées sans autorisation spécifique des opérateurs des radars qu'au-delà d'un rayon de 30 km. Des recherches sont en cours, d'une part pour évaluer plus précisément les perturbations occasionnées aux échos radars par les éoliennes, et d'autre part pour concevoir des pales furtives s'inspirant des technologies militaires.

2.3.3.3 Les éoliennes flottantes

L'éolien flottant semble ouvrir de vastes perspectives énergétiques. Cependant, compte-tenu des conditions climatiques et d'implantation, l'avenir de ces technologies est conditionné par la levée d'importants verrous, similaires à ceux qu'a connus l'industrie pétrolière. Les principaux défis sont notamment la réduction des coûts, la géométrie des pales et l'acheminement de l'électricité à terre.

2.3.4 Les priorités de recherche dans le domaine du photovoltaïque

Des sauts technologiques s'imposent dans ce domaine pour augmenter les rendements et baisser les coûts : c'est une question de survie pour l'industrie européenne de ce secteur.

Plusieurs filières existent : le silicium cristallin ; les couches minces principalement à base de silicium amorphe, de tellure de cadmium, de couches de cuivre, indium, gallium et sélénium (CIGS) ; les cellules solaires hybrides et organiques ; les concepts à très haut rendement, à base de nanotechnologies.

Les cellules PV en silicium de 1^{ère} génération ont un rendement compris entre 16 et 18 %, avec une limite théorique de 33 %. Les cellules conventionnelles à base de silicium mono-cristallin ou multi-cristallin couvrent environ 85 % de la production mondiale. La réduction de la quantité de silicium utilisé, la baisse du coût du silicium purifié, l'augmentation des rendements et des gains de productivité sur les procédés devraient selon le CEA faire baisser les coûts de production des modules d'un facteur deux. Néanmoins, les performances resteront sans doute limitées en termes de rendement, et resteront dominées par la production asiatique.

Les couches minces offrent la perspective d'une forte réduction de la quantité de matière active utilisée. Des efforts de R&D sont encore nécessaires pour augmenter les rendements, chercher des alternatives aux matériaux rares comme l'indium, le gallium, ou le tellure, et aux matériaux toxiques (CdTe). D'autres matériaux pourraient conduire à des sauts technologiques, comme l'arséniure de gallium. La percée de ces technologies est aussi conditionnée par une diminution des coûts de production, un contrôle de la qualité, et de la robustesse à long terme. Des couches minces à très haut rendement semblent aussi possibles grâce aux nanotechnologies.

Le photovoltaïque organique est une technologie émergente prometteuse, malgré l'enjeu majeur que constitue l'allongement de la durée de vie, intrinsèque à l'utilisation de matériaux organiques.

Les recherches ne doivent pas se limiter aux modules. Une installation complète comporte de nombreux éléments regroupés sous le terme de Balance of system (BOS) : supports et fixation, câblage électrique, équipement de protection, onduleur, raccordement électrique, organes de sécurité.. (voir les Technologies compétitives au service du développement durable, rapport de mission présidée par J Bergougnoux, d'août 2012), qui interviennent dans près de la moitié des coûts. Il est recommandé que la R&D porte sur l'ensemble de la chaîne photovoltaïque.

Le solaire photovoltaïque à concentration concentre, grâce à des dispositifs optiques la lumière sur des cellules PV multicouches à très haut rendement. Cette technologie, bien adaptée au fort ensoleillement, nécessite des trackers, qui suivent la position du soleil. La R&D porte sur la réduction des coûts avec une forte optimisation pour les optiques et les trackers, l'augmentation du rendement des cellules et du système, l'augmentation du facteur de concentration, l'amélioration de la durabilité des systèmes.

Recommandation n° 22. Promouvoir des ruptures technologiques (ex : photovoltaïque couches minces, stockage de l'électricité, ...) dans un contexte de concentration industrielle au plan international (photovoltaïque silicium) et de technologies très capitalistiques

2.4 Préparer les viviers de compétences

Une composante importante de la commande passée à la mission est relative aux emplois susceptibles d'être durablement créés.

On a dressé précédemment plusieurs constats :

- Le coût CSPE est particulièrement élevé au regard des emplois créés en France (de l'ordre de 30 000 à 50 000 €/emploi/an pour le photovoltaïque, moins pour l'éolien) ;
- Le gisement actuel d'emplois locaux résulte de l'addition de niches certes prometteuses mais numériquement limitées ;
- Peu d'investissements lourds sont à entrevoir dans un contexte incertain de rythme de développement des EnR, souvent surcapacitaires en unités de production.

La mission a néanmoins acquis la conviction qu'un « parler vrai » est possible sans tomber dans la sinistrose. Un métier est le fruit de la consolidation d'un ensemble de compétences unitaires (ou de blocs de compétences) et les métiers se différencient les uns les autres par, tel un « Lego », des recompositions de blocs agencant un ensemble de compétences de base.

Il ne s'agit pas d'orienter des candidats vers des « impasses » en laissant miroiter la perspective de nouvelles filières d'emplois, mais, de manière beaucoup plus opérationnelle et pragmatique, de recomposer et agencer des blocs de compétences déjà présents dans les métiers d'aujourd'hui pour créer les métiers de demain.

Les propositions qui suivent reprennent un travail similaire fait en 2010-2011 dans le domaine de la géothermie au sein du Comité national de la géothermie présidé par Philippe Vesseron qui a été l'occasion de mettre en évidence « une case manquante » entre deux métiers classiques (le foreur pour le sous-sol et le chauffagiste pour les travaux au sein d'un bâtiment). Un référentiel de compétence (construit en puisant dans la liste de compétences figurant sur d'autres métiers) a ainsi permis de donner corps à un métier « d'intégrateur ».

Les logiques et recommandations sont de même nature :

1. Associer étroitement tout au long de la démarche (et non en fin de parcours..) le ministère de l'éducation nationale (enseignement technique) et les industriels : le souci n'est pas de recruter des milliers de formateurs dans de nouvelles filières mais, dans un esprit ouvert et constructif, d'ajuster le nombre de formateurs dans les filières de formation actuelles, d'évaluer ces filières (combien de jeunes entrant ont effectivement intégré les filières professionnelles concernées (il y a en effet souvent beaucoup de « pertes en ligne »).
2. S'intéresser (tant en formation initiale qu'au titre de la formation professionnelle) au « gros des bataillons » d'emplois techniques : le créneau [Bac - Bac + 2] (on s'exprime ici en niveau de connaissances, avec ou sans diplôme) : s'agissant des BAC +4 et plus, l'enseignement supérieur apporte déjà de nombreuses réponses formation.
3. Identifier les blocs de compétences « génériques » des métiers existant qui doivent être privilégiés et qui pourront être « agencés » pour constituer des métiers de nature à alimenter les différentes étapes des filières PV et éolien.

Ces remarques sont basiques : chacun sait que les métiers doivent en permanence être ajustés (on ne rencontre plus de plombier couvreur zingueur) mais par recombinaison lente des blocs de compétences.

Tirer un trait sur tous les métiers d'une filière en période de mauvais temps est la pire des stratégies car on ne créera pas en quelques mois les bataillons nécessaires pour accompagner une reprise.

Un tel travail de vérité sur les compétences à développer permettra à tous les jeunes entrants et tous ceux qui sont en vie active de disposer d'une visibilité sur les attentes les plus fortes des filières en termes de compétences.

Recommandation n° 23. Investir dans les compétences dans une logique de nombre [Bac - Bac+2] et non d'« élite ». Identifier dans chacune des filières (éolien et photovoltaïque) les « nouveaux métiers » ou les métiers existants à développer dans le créneau de compétences [Bac - Bac+2]. Bâtir avec les fédérations professionnelles et l'Éducation Nationale les référentiels de compétence associés. Privilégier les formations et compétences éventuellement transposables dans d'autres secteurs.

2.5 Le cas particulier des zones non interconnectées

2.5.1 Contexte général.

Les cinq départements d'Outre-mer, la Corse, les collectivités d'outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon, ainsi que trois îles bretonnes (Molène, Ouessant et Sein) ne sont pas connectés au réseau électrique continental et métropolitain. Classée en zone non interconnectée, la Corse dispose d'une interconnexion limitée avec la Sardaigne et l'Italie, ce qui entraîne, sur certains aspects, un régime différent de celui appliqué aux départements ultramarins.

Ces zones non interconnectées (ZNI) – ou faiblement connectées, comme la Corse – bénéficient, au regard du droit européen, de dérogations en matière d'exploitation et de gestion des réseaux de transport et de distribution, d'accès au réseau et de dissociation comptable. Dans ces territoires, tous les métiers de l'électricité sont intégrés sans que les fournisseurs soient tenus de séparer leurs activités de gestion du réseau de leurs activités commerciales (article 44 de la directive 2009/72).

Dans les ZNI, on comptait en 2011, 61 MW de puissance éolienne installée raccordée au réseau, et 322 MW de puissance photovoltaïque.

Or, comme le souligne le rapport IGF-CGIET sur « L'excellence énergétique dans les zones non interconnectées »⁴⁴, les ZNI connaissent une croissance annuelle de la consommation d'électricité bien supérieure à celle de la France continentale : +3,7 %. Ainsi, pour la période 2003-2010, l'évolution de la consommation d'électricité des ZNI dépasse-t-elle 26,4 % contre une hausse de 9,6 % pour la métropole. Cette évolution, évidemment différente selon les territoires – entre +20,3 % pour la Martinique à +36,4 % pour la Réunion – est imputable à leur croissance démographique, à des changements sociétaux (décohabitation et multiplication du nombre de foyers), mais aussi à une élévation des niveaux de vie outre-mer qui se traduisent par des taux d'équipement croissants et notamment par la diffusion de la climatisation dans le secteur résidentiel. La climatisation représente désormais 23 % des consommations du secteur résidentiel. Ce « rattrapage » étant appelé à se poursuivre, des tensions sont prévisibles sur certains territoires, nécessitant des mesures de maîtrise de la demande et le développement de nouvelles capacités de production d'électricité.

Les réseaux insulaires sont particulièrement propices au développement des énergies renouvelables du fait des coûts de production de l'électricité plus élevés que sur les réseaux continentaux,

⁴⁴ Mars 2011, rapport n° 2010-M-090-02 (IGF) et n° 2010/36/CGIET/SG

principalement en raison de la plus petite taille des moyens de production, du coût des carburants et de leur acheminement.

Le coût de production électrique est très sensiblement moins cher par voie éolienne que par voie photovoltaïque :

- éolien : environ 110 €/MWh ;
- éolien + stockage : environ 170 €/MWh ;
- photovoltaïque : environ 450 €/MWh ;
- *mix* énergétique global : environ 200 €/MWh.

Cependant, entre 2006 et 2011, la puissance installée a augmenté beaucoup plus rapidement pour le photovoltaïque (passant de 4 à 322 MW) que pour l'éolien (de 47 à 61 MW) essentiellement en raison d'une fiscalité plus favorable et alors que le facteur de charge d'un parc éolien est assez nettement supérieur à celui d'un parc photovoltaïque (22 % contre 6-16 %).

Globalement, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'électricité, comme dans le bouquet énergétique, est d'ores et déjà plus forte dans les ZNI que sur le territoire métropolitain et continental : 21,9 % contre 13,4 % en 2009. Mais, comme sur le continent, l'essentiel de ces énergies renouvelables provient de l'hydraulique et, dans une moindre mesure, de la biomasse. Le potentiel hydraulique varie fortement d'un territoire à l'autre, représentant 23 % de l'énergie consommée en Corse, 20 % à la Réunion ou encore 45 % en Guyane.

En raison de la part importante des énergies fossiles (69 % en 2010) dans la production totale d'électricité dans les DOM et en Corse (9 345 GWh en 2010), les émissions de CO₂ sont particulièrement importantes. Ainsi en 2010, **alors que la production d'électricité dans les DOM et la Corse représente environ 1,7 % de la production en Métropole, on peut estimer qu'elle a généré un peu plus de 3 millions de tonnes de CO₂, soit 11 % de la quantité de CO₂ émise en métropole par la production d'électricité** (28,35 millions de tonnes -- Source RTE).

La constante dans les ZNI est que les énergies éolienne et photovoltaïque représentent une source marginale d'énergie : 0,8 % de la production pour l'éolien, et 1,2 % pour le photovoltaïque. **Cependant, le seuil des 30 % d'énergies fatales peut être atteint en milieu de journée dans le bouquet énergétique insulaire.** Le développement des énergies renouvelables, particulièrement pour le photovoltaïque et l'éolien, se heurte au **risque que fait peser l'intermittence sur l'équilibre du réseau électrique.**

Plusieurs études (Université d'Athènes pour la Crête, Université de Corte...) convergent pour déterminer un taux maximal de 30 % de puissance injectée, au-delà duquel le gestionnaire du réseau doit déconnecter. Il en est ainsi notamment en Crête, en Sardaigne, ou aux Canaries.

En France, l'arrêté du 23 avril 2008 modifié, relatif aux raccordements des producteurs aux réseaux de distribution prévoit la possibilité, pour le gestionnaire de réseau des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, de déconnecter les installations mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire telles les fermes éoliennes et les installations photovoltaïques, au-delà d'un taux de pénétration de 30 % en puissance injectée, afin de préserver la sûreté des systèmes électriques insulaires.

L'arrêté du 15 février 2010 modifiant l'arrêté précédent prévoit que « le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité précisera pour chaque zone du territoire non interconnecté au réseau métropolitain continental le pourcentage de puissance active totale transitant sur le réseau à partir duquel les installations de production visées à l'article 22 pourront être déconnectées du réseau public d'électricité à sa demande. Il évaluera les solutions techniques à mettre en œuvre pour augmenter ce pourcentage. Le taux de 30 % mentionné à l'article 22 pourra être réévalué à cette échéance pour chaque zone afin de respecter les objectifs définis par l'article 56 de la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement ». Toutefois, la limite de 30 % ne s'applique pas aux installations de plus de 100 kilovoltampères (kVA) qui disposent d'une possibilité de stockage (article 22 bis de l'arrêté du 23 avril 2008*, créé par l'arrêté du 24 novembre 2010).

De fait, les contraintes apportées par les énergies intermittentes fatales portent sur plusieurs aspects. Il s'agit principalement de la variabilité de la production et de sa faible prévisibilité.

- **La variabilité des énergies photovoltaïque et éolienne est considérable.** Ainsi, pour les sites éoliens en Corse, on peut enregistrer des variations de près de 50 % de puissance injectée en 10 mn. À la Réunion, qui vient de connaître un développement très important du photovoltaïque avec plus de 80 MW raccordés au réseau fin 2010, il apparaît au moins un incident majeur chaque mois, qui se caractérise par une perte de 45 % de la puissance produite en moins de 20 mn. Par ailleurs, la production de ces énergies dites fatales, n'est pas contrôlable et elle est rarement en phase avec les besoins d'énergie des consommateurs.

Or, plus cette variabilité augmente, plus le réseau doit disposer de moyens de production complémentaires, permettant de pallier ces intermittences. Ainsi, ces énergies fatales n'économisent pas le besoin d'investissement dans des installations à puissance garantie pour compenser leurs variations de production et garantir l'alimentation des clients. Pour faire face à une hausse ou à une baisse brutale de production des énergies fatales, il faut environ 15 mn pour démarrer une turbine à gaz, 30 mn pour le diesel et 2 mn seulement pour l'hydraulique, quand c'est possible. Pis, les turbines thermiques ou hydrauliques ne fonctionnant pas à leur rendement optimal, le démarrage d'une turbine à combustion d'appoint peut être nécessaire et conduire ainsi, paradoxalement, à une augmentation des émissions de CO₂.

- **La faible prévisibilité constitue l'autre handicap des énergies fatales.** Les contraintes liées à la variabilité des puissances injectées sur le réseau peuvent être gérées si elles sont anticipées grâce aux prévisions de production. De ce point de vue, l'éolien offre une meilleure prévisibilité que le photovoltaïque. Cependant la prévision en puissance instantanée, la plus indispensable, continue à être insuffisante pour pouvoir optimiser les centres de conduite d'EdF. Or, la perte brutale d'un groupe de production peut provoquer un creux de tension généralisé et, le cas échéant, se traduire par une déconnexion indésirable d'une partie de la clientèle. Selon EdF, « la perte d'un groupe de 20MW dans une ZNI représente la même proportion que la perte simultanée de plusieurs centrales nucléaires en Europe continentale ». Aujourd'hui, le niveau moyen d'erreur est inférieur à 4 %, en Espagne et en Allemagne, ce qui permet par exemple au gestionnaire du réseau espagnol de gérer des taux de pénétration supérieurs à 30 % (parfois jusqu'à 60 %).

Le développement du stockage est une priorité pour le développement des EnR Intermittents (éolien, photovoltaïque) dans les Systèmes énergétiques insulaires. Plusieurs projets de stockage sont en développement, dont des STEP marines à la Guadeloupe et à la Réunion, ainsi que des appels d'offres pour des EnR avec stockage.

Compte tenu d'une compétitivité bien meilleure qu'en métropole, les systèmes insulaires français ont vocation à devenir une sorte de laboratoire des énergies renouvelables.

2.5.2 Les fabricants français d'éoliennes en zone cyclonique.

Les panneaux photovoltaïques n'ont pas besoin d'adaptation particulière dans les DOM. En raison de leurs grandes dimensions, les éoliennes peuvent être détruites par des vents violents. **Vergnet**, et plus récemment **Alizéo**, ont développé des éoliennes adaptées aux zones cycloniques.

2.5.2.1 Vergnet SA

Vergnet S.A. avec un CA d'environ 68 M€ en 2011, regroupe environ 300 collaborateurs, avec 9 implantations dans le monde (France, Caraïbes, Pacifique, Océan Indien, Afrique) pour deux métiers : la conception et la fabrication d'éoliennes rabattables, avec un CA de 55 M€, essentiellement à l'export, et la production d'eau en zones désertiques pour un CA de 13 M€. Le parc installé est d'environ 750 éoliennes.

Vergnet a deux sites de production :

- l'un à Ormes (Orléans), siège du groupe Vergnet ;
- l'autre à Béziers pour la production de pales.

Le capital est détenu à hauteur de 15 % par la famille Vergnet, 27 % par le FSI (entré en 2011), et 40 % en flottant Euronext.

L'offre de Vergnet comprend toute une gamme d'éoliennes rabattables de 200 kW à 1 MW.

- GEV MP de 275 kW : parc installé de 350 éoliennes pour des centrales de 1 à 10 MW ;
- GEV MP de 200/275 kW : version non cyclonique pour l'éolien de proximité ;
- GEV HP de 1 MW pour les centrales de +10 MW.

La « niche » de Vergnet peut se caractériser par :

- des sites difficiles, avec peu d'infrastructures et peu de moyens logistiques ;
- des conditions climatiques extrêmes.

Vergnet a remporté un succès commercial important en Éthiopie (120 MW). Les départements et territoires d'Outre-mer constituaient jusqu'à présent un marché quasiment exclusivement Vergnet (350 éoliennes), avec des filiales maintenance aux Antilles (18 personnes), La Réunion (15 personnes) et Nouvelle-Calédonie (24 personnes).

Vergnet a proposé des innovations technologiques dans le cadre de l'appel d'offres « éolien terrestre dans les DOM et en Corse » :

- une gamme d'éoliennes anticycloniques ;
- une électronique de puissance ;
- un système de prévision ;
- un stockage de l'électricité.

Le résultat de l'appel d'offres n'a pas été à la hauteur de son ambition puisque Vergnet n'a été retenu que sur trois projets (deux en Guadeloupe et un en Martinique), en partenariat avec Aerowatt, soit un total de 19 MW alors qu'elle escomptait 45 MW.

L'outre-mer est pour Vergnet une vitrine importante pour son activité, à l'exportation, et un élément important de crédibilité pour son actionnaire public, le FSI.

2.5.2.2 Alizeo

Alizéo est un acteur plus récent, créé en mars 2007, sur la base de 3 brevets pour une éolienne rabattable, et une licence exclusive de JSPM (AREVA) de 8 brevets, obtenus en 2009. Alizéo a réalisé une éolienne prototype à Rivesaltes (Pyrénées Orientales). Le pied de mât est fabriqué en France, et les aérogénérateurs seront fabriqués en 2013 et en 2014 par un grand groupe industriel français.

Alizéo promeut une éolienne de 1 MW rabattable en moins d'une heure, grâce à des contrepoids actionnés par voie hydraulique. Alizéo a aussi un brevet pour son socle en béton de petite surface (200m²), démontable. Les mâts proposés dans l'appel d'offres ont une hauteur inférieure à 50m. Les pales d'Alizéo font 70m de diamètre. Des grues mobiles de 100 tonnes suffisent pour monter ces éoliennes.

Alizéo se présente à la fois comme développeur de parcs éoliens et comme fabricant d'éoliennes. Suite à l'appel d'offres « énergie éolienne terrestre dans les DOM et en Corse », Alizéo est fournisseur de 28 MW et développeur de 24 MW. Dans ce cadre, le stockage de l'électricité est assuré par des batteries Saft. Alizéo Industrie souffre financièrement des retards des différents projets.

Les deux fabricants français sont sur des niches technologiques très voisines. Ils sont tous deux de petites tailles, surtout Alizéo de création récente, et font face tous deux à des difficultés, dues notamment aux retards pris dans les projets, malgré les investissements consentis (à noter que les éoliennes font l'objet de certifications internationales exigeantes, et donc coûteuses). Le marché français des DOM, qui ne leur est pas réservé, constitue une vitrine technologique de l'éolien rabattable pour zones cycloniques.

2.5.2.3 L'éolien en zone cyclonique

Les DOM présentent des caractéristiques très particulières :

- conditions climatiques extrêmes, en raison des cyclones (hors Guyane),
- zones isolées, non interconnectées.

Vergnet et Alizéo ont développé des éoliennes rabattables bien adaptées à ces conditions. Le marché potentiel est important puisque plus de cent pays, et entre 1,5 et 2 milliards d'individus sont sur des zones cycloniques ; le nucléaire y est peu présent ou inexistant, et les réseaux électriques sont instables ou isolés. La forte croissance en énergie est principalement couverte par le pétrole et le charbon.

Les DOM et la Corse apparaissent comme des zones privilégiées pour les fabricants d'éoliennes pour y obtenir leurs premières références industrielles, avant d'exporter leurs produits. C'est ainsi que Vergnet a installé seulement 20 % de sa production en France (essentiellement en Guadeloupe et à la Réunion), 17 % dans le Pacifique, 58 % en Afrique, 2 % dans les Caraïbes hors DOM, 2 % en Europe (hors France).

Le marché de l'éolien en zones cycloniques apparaît comme un marché en devenir, où les éoliennes rabattables ont toute leur place : les éoliennes du fabricant Vestas qui étaient implantées en Nouvelle-Calédonie ont été détruites lors du passage du cyclone Erica en mars 2003. Néanmoins, les éoliennes Vestas non rabattables ont aussi trouvé un marché en zones cycloniques, puisque Vestas installe et a installé plus de 250 MW dans les Caraïbes, soit environ 7 fois plus que Vergnet dans la même zone. Dans sa communication commerciale, Vestas recommande à ses clients dans les zones cycloniques de s'assurer.

L'ensemble « éolien + stockage + prévisions » peut très probablement aussi trouver un marché à l'exportation, et notamment dans les îles. Les futurs projets promus par des développeurs français ne se feront pas exclusivement avec des fabricants français, mais pourront aussi utiliser des éoliennes de fabricants étrangers. Il n'en reste pas moins que le développement de l'éolien dans les DOM et en Corse favorise incontestablement le maintien et le développement d'une filière française de l'éolien terrestre en zones cycloniques non interconnectées, puisque la plupart des projets y sont réalisés aujourd'hui par des sociétés françaises, avec des fabricants français.

La présence de radars limite le développement de l'éolien notamment en Guadeloupe. Malgré les études scientifiques en cours sur l'effet des éoliennes sur les mesures, les technologies de pales transparentes aux radars permettraient sans doute une bonne coexistence entre radars et éoliennes.

Recommandation n° 24. Mettre en place d'urgence un tarif de rachat adapté dans les DOM pour l'éolien avec stockage et prévision. Préparer un appel d'offres sur les pales transparentes aux radars.

2.5.3 La spécificité d'EDF-SEI

Lors de la filialisation d'ERDF, EdF-SEI (Systèmes énergétiques insulaires) a été créé pour assurer l'ensemble « transport, distribution, production » dans les ZNI (Corse, Archipel Guadeloupe, Martinique, Guyane, Réunion, Saint-Pierre et Miquelon, Saint-Barthélemy et Saint-Martin). Électricité de Mayotte (EdM) a un rôle comparable à EdF SEI à Mayotte ; dans la suite de ce paragraphe, seule EdF-SEI sera citée. Ces territoires ont la particularité commune de former des « petits systèmes isolés », et d'avoir des coûts de production très élevés, car chaque région doit produire sur place l'électricité qu'elle consomme (hors Corse, qui est raccordée à la Sardaigne, et à l'Italie). L'équilibre économique est assuré par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), établie par la loi et financée par une contribution de tous les consommateurs d'électricité en France.

À ce titre, EdF-SEI réalise des bilans prévisionnels de la demande d'électricité pour chacun des territoires. La DGEC a demandé une étude prévisionnelle globale, qui doit être intégrée dans la « programmation pluriannuelle des investissements » présentée au Parlement par le Gouvernement. Avec 3 300 agents, les priorités d'EdF-SEI sont : maîtriser la demande d'électricité, concilier la progression des énergies renouvelables et la sécurité de l'alimentation en électricité, moderniser le parc thermique, développer les réseaux électriques.

EdF SEI doit maintenir constamment un équilibre entre consommation et production à très court terme et à long terme, et dans chaque système insulaire. Les EnR intermittents (éolien, photovoltaïque) sont limités à 30 % : il suffit que cette limite soit atteinte à un instant pour fragiliser cet équilibre. Au-delà de 30 %, EdF-SEI peut déconnecter la production (arrêté du 23 avril 2008), selon une file d'attente.

EdF-SEI estime qu'on ne peut donc développer les EnR Intermittents (hors stockage) qu'au prorata de la production totale d'électricité, car les EnR intermittents présentent trois difficultés :

1. Faire face à des variations brutales d'électricité : il faut 15 mn pour démarrer une turbine au gaz, 30 mn pour le diesel, 2 mn pour l'hydraulique ;
2. S'il y a beaucoup de production par EnR, il y en aura moins par moteurs. Dans ce cas, les réserves de puissance, en cas d'interruptions momentanées des EnR intermittents, sont plus faibles ;
3. Tant qu'il y a des masses tournantes, il y a une régulation naturelle de la fréquence électrique.

EdF possède par ailleurs des filiales en Corse et Outre-mer :

- EdF Énergies nouvelles produit de l'électricité à partir d'énergies renouvelables. EdF détient 50 % des parts ;
- EdF-SEI : cette filiale à 100 % remplace les centrales thermiques en Corse et Outre-mer.

EdF participe au capital d'Électricité de Mayotte (EdM) Société Anonyme d'Économie Mixte, qui a la concession du service public de production, distribution et commercialisation de l'électricité sur le territoire de Mayotte.

Le capital social de l'entreprise se décompose en :

- 50,01 % pour la Collectivité Départementale de Mayotte,
- 24,99 % pour EDEV (Groupe EdF),
- 24,99 % pour SAUR International,
- 0,01 % pour l'État.

EdF a aussi des participations dans Éole Désirade et Éole Marie Galante.

On trouvera en *annexe 6* une description des différentes îles concernées.

3 LA FILIERE DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS CERTAINS ETATS MEMBRES DE L'UE : ALLEMAGNE, DANEMARK, ESPAGNE, ITALIE ET ROYAUME-UNI

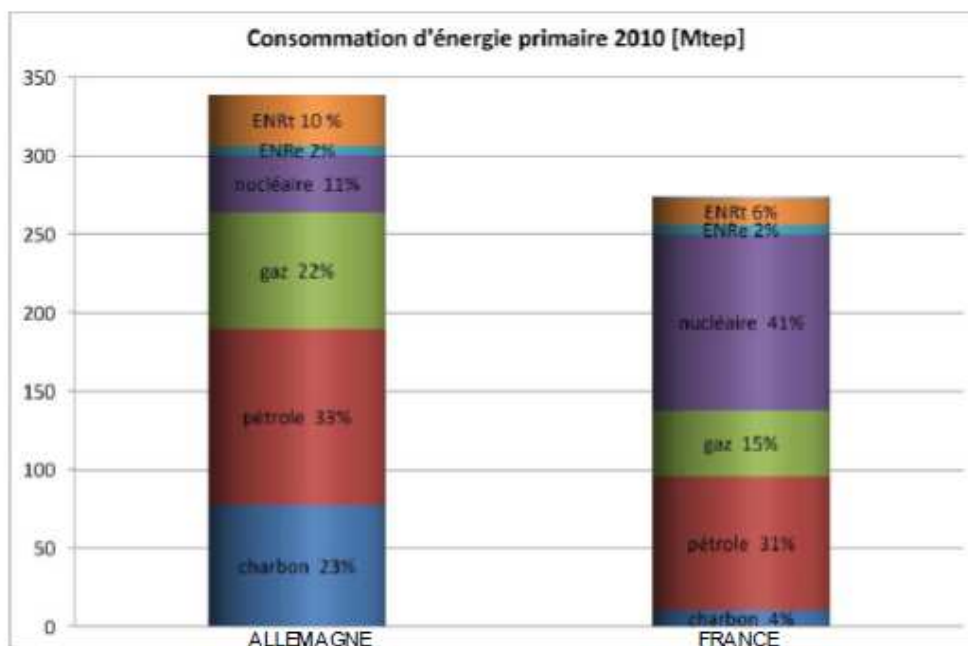
La mission tient à remercier la Direction des Affaires Européennes et Internationales du Ministère chargé de l'écologie de sa précieuse contribution dans la rédaction de cette comparaison européenne.

3.1 Les énergies renouvelables en Allemagne (août 2012)

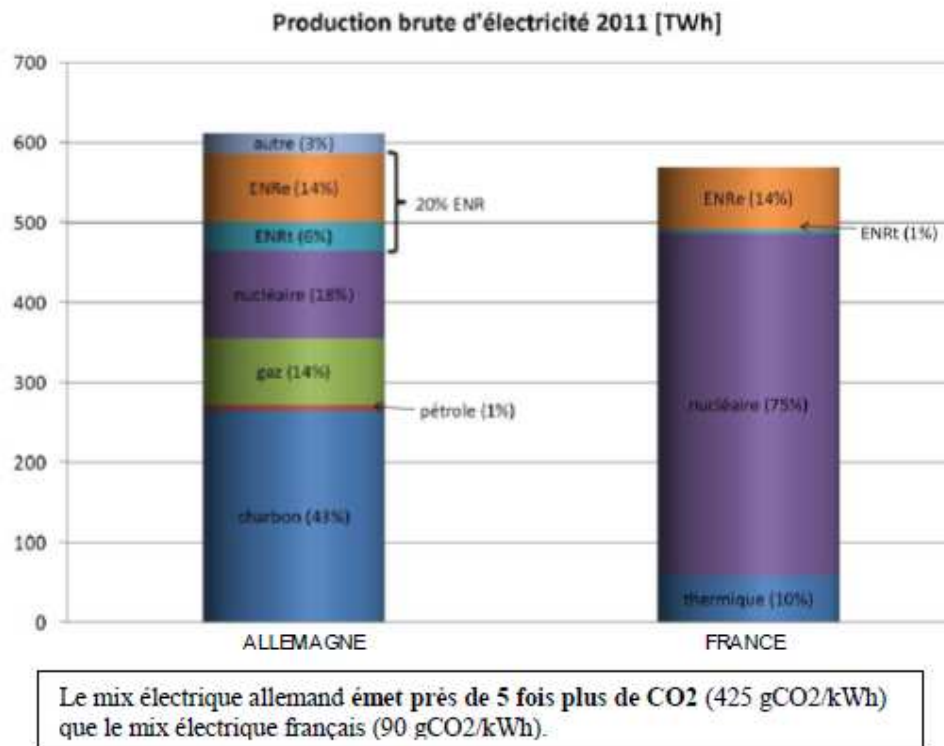
3.1.1 Contexte

Jusqu'à aujourd'hui, les principales sources d'énergie en Allemagne ont été les combustibles fossiles et l'énergie nucléaire. Ainsi, en 2010, près de 80 % de la consommation d'énergie primaire en Allemagne provenait de combustibles fossiles, 10,9 % provenait du nucléaire et 9,4 % des énergies renouvelables.

Le *mix électrique allemand* repose aujourd'hui à 58 % sur les énergies fossiles, 20 % sur le nucléaire et 18 % sur les énergies renouvelables. Ce *mix électrique* extrêmement carboné émet près de 5 fois plus de CO₂ (425 g CO₂/kWh) que le *mix électrique français* (90 g CO₂/kWh).



Chiffres France : DGEC (2011), chiffres Allemagne BMWi, BMU et Arbeitsgruppe Energie Bilanz (2011)



Chiffres France : DGEC (2011), chiffres Allemagne BMWi, BMU et Arbeitsgruppe Energie Bilanz (2011)

3.1.2 *Energiewende* : la transition énergétique

En octobre 2010, c'est-à-dire avant l'accident de Fukushima, le gouvernement fédéral a adopté une **feuille de route pour la décarbonisation de l'économie allemande à long terme**, avec l'objectif d'une **baisse des émissions de CO₂ du pays de 80 % en 2050 par rapport à 1990**. Cette feuille de route doit entraîner une transformation radicale du bouquet énergétique vers les **énergies renouvelables**, qui devront en 2050, couvrir 80 % de la production d'électricité (contre 20 % en 2011) et 60 % de la consommation d'énergie finale. Cette transformation mise également sur un effort conséquent d'**économie d'énergie** (réduction de la consommation d'énergie primaire de 20 % en 2020 et de 50 % en 2050). Elle concerne l'ensemble des secteurs de l'économie (industrie, production d'électricité, résidentiel/tertiaire, transports). Pour parvenir à ces objectifs, le gouvernement fédéral misait alors sur un maintien du nucléaire jusqu'en 2036.

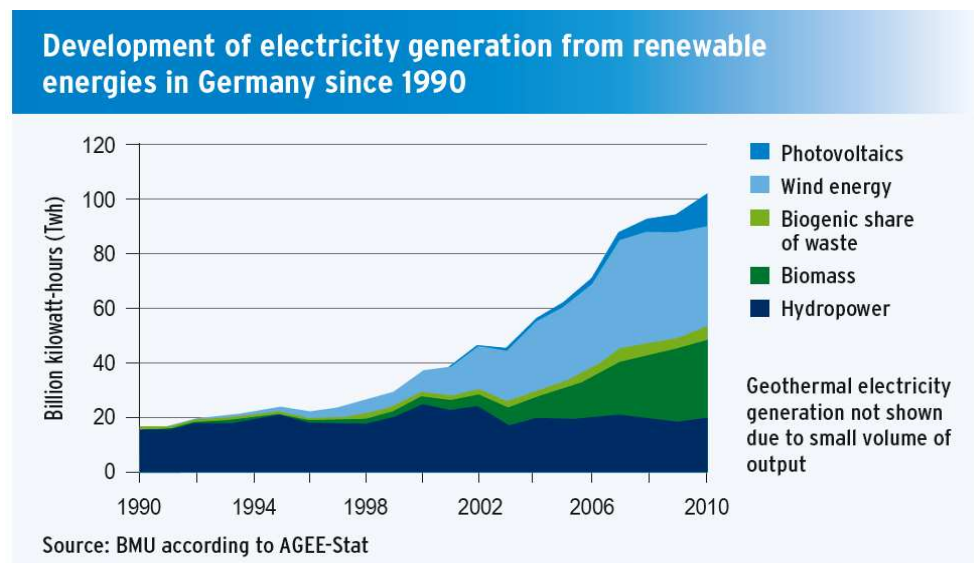
Le 30 mai 2011, au lendemain de l'accident de Fukushima, le gouvernement fédéral a décidé d'**accélérer la sortie du nucléaire à l'horizon 2022** (arrêt immédiat de 8 réacteurs et arrêt progressif des neufs réacteurs restants entre 2015 et 2022). Cette décision consiste globalement à un retour au consensus de sortie du nucléaire adopté en 2001 par le gouvernement SPD-Verts. Malgré la sortie accélérée du nucléaire, le gouvernement a réaffirmé ses objectifs très ambitieux de réduction des émissions de CO₂ et de développement des énergies renouvelables adoptés avant l'accident de Fukushima. **Les centrales thermiques modernes à charbon et à gaz** devront se substituer au nucléaire pour servir d'« **énergie de transition** », afin d'atteindre l'ère du renouvelable à moindre

coût, tout en assurant la sécurité énergétique du pays. Le gouvernement s'engage à compenser intégralement la perte des capacités nucléaires par de nouvelles capacités de production nationales (10 GW thermiques supplémentaires d'ici 2020 en plus des projets en cours évalués à 13 GW d'ici 2013), avec l'objectif affiché de ne pas recourir davantage aux importations d'électricité.

Cet accord politique global (feuille de route pour la décarbonisation de l'économie allemande et sortie accélérée du nucléaire) est qualifié d'*Energiewende* (tournant énergétique). Non sans risque pour la compétitivité du pays, il fait l'objet d'une forte mobilisation politique et s'appuie sur un très large consensus dans la société allemande. Sa mise en œuvre concrète à un an des prochaines élections au Bundestag se heurte néanmoins à de nombreuses difficultés : surcoût croissant du soutien aux énergies renouvelables, notamment photovoltaïque ; difficultés de raccordement des parcs offshore ; fragilité du réseau électrique ; retard dans le calendrier de construction des centrales à charbon ; modèle de rentabilité des nouvelles centrales à gaz incertain.

3.1.3 Energies renouvelables (EnR)

Reprenant les principales mesures et objectifs annoncés dans son concept énergétique d'octobre 2010, l'Allemagne réaffirme ses objectifs de réduction des émissions de CO₂ (- 40 % en 2020 par rapport à 1990 et - 80 % à l'horizon 2050), malgré l'abandon du nucléaire, et s'engage à développer massivement les énergies renouvelables (avec l'objectif qu'elles couvrent 35 % de la production de l'électricité en 2020, soit un doublement de la production actuelle, 55 % en 2030 et 80 % en 2050).



Source : ministère allemand de l'environnement, de la conservation de la nature et de la sûreté nucléaire (BMU)

Selon le classement 2012 de l'organisation Solarsuperstate, basée à Zurich, l'Allemagne arrive en tête des pays producteurs d'électricité photovoltaïque avec 301 Wc par habitant. Le pays est également bien classé pour l'éolien avec 355 W par habitant.

Lors de la présentation de son programme en « 10 points » le 17 août 2012, le ministre fédéral de l'Environnement Peter Altmaier a déclaré que la construction des énergies renouvelables ne reposait

pas seulement sur des prévisions, mais les dépassait. Selon lui, L'Allemagne aura déjà atteint à la fin 2012 une part claire de 20 % d'énergies renouvelables du *mix* électrique allemand. Aussi, selon le ministre, il n'y a aucun doute à l'horizon que l'objectif de 35 % de renouvelables d'ici 2020 sera non seulement atteint mais dépassé.

3.1.4 La restructuration du secteur électrique allemand vers les énergies renouvelables constitue un véritable pari technologique.

La restructuration du secteur électrique allemand nécessite des efforts considérables en matière de développement technologique (énergies renouvelables, efficacité énergétique, stockage, réseaux intelligents, captage et stockage du CO₂). A long terme, la décarbonisation du *mix* électrique nécessitera l'installation d'au moins 75 GW d'énergies renouvelables supplémentaires, dont 30 GW de photovoltaïque, 28 GW d'éolien offshore et 10 GW d'éolien terrestre. Ce pari, non sans risque pour la compétitivité industrielle, confirme un choix stratégique amorcé dans les années 1990 et qui vise à faire de l'Allemagne le champion mondial des technologies vertes. A terme, c'est non seulement une position de précurseur scientifique et technique, mais également une position de leadership industriel et commercial que l'Allemagne compte occuper dans ce secteur.

Pour y parvenir, le pays a mis en place des conditions d'investissements favorables (tarifs d'achat garantis) et un fonds d'investissement pour l'éolien offshore (doté de 5 Mds €). Le pays s'engage à accélérer le **développement du réseau électrique** (nécessaire pour permettre l'intégration des énergies renouvelables), en accélérant les procédures d'autorisation, en renforçant la planification et en améliorant les conditions d'investissement. Enfin, le pays vise à réduire significativement la consommation d'électricité (- 10 % d'ici 2020) par des mesures incitatives.

Le mécanisme de soutien actuel de l'électricité renouvelable (injection prioritaire à tarif d'achat garanti) est maintenu. Le développement de l'éolien en mer sera accéléré pour atteindre 25 GW de capacités installées d'ici 2030 (l'investissement total est évalué à 75 Mds €). Le soutien à l'éolien terrestre sera renforcé. Le soutien au solaire photovoltaïque sera réduit et davantage adapté à la croissance du marché afin d'éviter des effets d'aubaine.

3.1.5 Le raccordement des parcs éolien offshore allemand, soumis à des difficultés de financement, prend du retard.

L'opérateur de réseau TenneT (opérateur public néerlandais), qui a racheté le réseau d'E.ON (réseau qui traverse l'Allemagne du nord au sud, sur lequel seront raccordés les parcs offshore), a fait part de difficultés à financer les raccordements (les taux de rémunération des investissements, fixés par le régulateur allemand, n'étant pas suffisamment incitatifs). La lourdeur des procédures d'autorisation freine également les projets. Ces conditions incertaines, qui engendrent des retards dans l'exécution des travaux, ont conduit certains opérateurs de parcs offshore (notamment RWE) à porter plainte contre le gestionnaire TenneT.

En juillet 2012, les ministres fédéraux de l'Economie (en charge de l'Energie) et de l'Environnement ont encore poussé dans le sens du développement du secteur de l'éolien offshore, par une **proposition de législation sur un nouveau régime de responsabilité et sur un nouveau système de connexion au réseau**, visant à garantir plus de sécurité aux investisseurs, notamment en leur accordant des compensations en cas retard dans le raccordement au réseau national. Ce projet

prévoit qu'une partie des charges imputables au développement de l'électricité éolienne soit supportée par les consommateurs allemands. Le dispositif, engendrant un surcoût pour les consommateurs de 0,25 c€/kWh ou 0,05 pour les clients électro-intensifs, a été dénoncé, en août, par la ministre Ilse Aigner, en charge de la protection des consommateurs. Celle-ci considère en effet le dispositif « difficilement gérable » et « peu conciliable avec les principes d'une économie de marché ». Les divergences entre ministres retardent pour le moment l'examen du projet.

3.1.6 Le soutien aux énergies renouvelables, notamment photovoltaïque, engendre des surcoûts croissants (évalués à 13 Mds € pour 2012, soit 3,6 cts/kWh).

Le photovoltaïque représente à lui seul la moitié des surcoûts, alors qu'il ne représente que 15 % de la production d'électricité renouvelable du pays (et seulement 3 % de la production totale d'électricité allemande). Selon les dernières prévisions, l'Allemagne aurait installé 7,5 GW de capacités photovoltaïques en 2011 (c'est-à-dire autant qu'en 2010, malgré une baisse du soutien), dont 3 GW sur le seul mois de décembre 2011. Cette nouvelle envolée des coûts relance un débat de fonds sur le niveau du soutien à l'industrie solaire allemande, par ailleurs en difficulté face à la concurrence asiatique (près de la moitié des nouveaux panneaux photovoltaïques installés en Allemagne, et donc subventionnés indirectement par le consommateur allemand, seraient désormais fabriqués par des producteurs asiatiques). Le gouvernement a largement réduit la promotion du photovoltaïque depuis début juillet et introduit pour le moment un **plafond de 52 GW** à ce développement.

Craignant que le système de soutien devienne incontrôlable, le gouvernement a présenté un projet de loi visant à baisser significativement les tarifs d'achat garantis. Adopté fin mars par le Bundestag, ce projet a néanmoins été bloqué par le Bundesrat et est actuellement entre les mains d'un comité de conciliation.

3.1.7 Réforme de la loi de soutien aux EnR

Lors du dévoilement de son programme d'action « *Avec une énergie nouvelle* » en « 10 points » le 17 août 2012, Peter Altmaier, ministre fédéral de l'Environnement, a affirmé sa volonté **d'une réforme fondamentale de la loi EEG** (*Eneuerbare-Energien-Gesetz*), concernant les énergies renouvelables et le marché de celles-ci.

Actuellement, il est à craindre que le développement de **l'énergie éolienne puisse atteindre un taux d'expansion trop élevé, mettant en péril l'acceptation** de ce type d'énergie dans son ensemble.

3.2 Les énergies renouvelables au Danemark (avril 2012)

3.2.1 Contexte

Affichant une politique volontariste en faveur de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, le Danemark présente un modèle de développement économique sans augmentation de sa consommation énergétique. Si son PIB a augmenté de 104 % depuis 1973, sa consommation d'énergie est en effet restée stable. Par ailleurs, il est aujourd'hui le seul pays de l'Union Européenne exportateur net d'énergie.

Dans une situation hypothétique de *statu quo*, le Danemark deviendrait cependant **importateur net de gaz et de pétrole en 2018**, en raison de l'épuisement de ses ressources gazières et pétrolières. Il élabore ainsi une stratégie visant **l'indépendance complète du pays envers les énergies fossiles**, selon 3 axes :

- l'amélioration de l'efficacité énergétique, en particulier dans le secteur du bâtiment (de 50 % en moyenne chez les particuliers et dans les bâtiments publics et de 30 % à 40 % dans le secteur privé, en utilisant les technologies existantes) ;
- l'augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables, dont le potentiel théorique est estimé à 1 300 Peta Joules, soit 10 fois plus que le potentiel utilisé aujourd'hui. Elles seraient intégrées au système électrique par le biais des réseaux intelligents qui permettent de moduler la demande en fonction de la production ;
- la connexion au réseau européen : construction d'une station de compression afin de pouvoir importer du gaz du continent (soit des investissements de 200 millions d'euros) ; construction d'un nouveau câble à haute tension entre le Danemark et la Norvège.

En 2009, le *mix* énergétique danois comptait 19,7 % d'énergies renouvelables. 27,4 % des besoins en électricité étaient satisfaits par de l'électricité d'origine renouvelable. L'éolien comptait pour deux tiers dans cette proportion (soit 18,3 % de la consommation). Avec aujourd'hui 20 % de son électricité provenant de l'éolien, **le Danemark est le pays de l'Union européenne qui intègre le plus d'énergie éolienne à sa production d'électricité**. Par ailleurs, le système électrique danois repose sur 80 % de production électrique issue des centrales thermiques (43 % charbon, 22 % gaz, 9 % biomasse et déchets), dont la flexibilité permet de compenser l'intermittence de l'éolien sans surcoûts excessifs.

La nouvelle politique énergétique danoise a été adoptée en mars 2012 par le parlement. Elle vise à durcir ses objectifs, notamment en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Laissant loin derrière les 3x20 % du paquet Énergie-climat de 2008, l'accord voté prévoit que **35 % de l'énergie qui sera consommée par le Danemark soient d'origine renouvelable en 2020** (contre 20 % pour 26 autres pays de l'UE). A cette échéance, la moitié de l'électricité sera produite par des éoliennes. Copenhague impose aux Danois de réduire de 12 % leur demande d'énergie finale en 2020 (par rapport à 2006), anticipant ainsi sur l'entrée en vigueur de la future directive sur l'efficacité énergétique, prévue pour début 2013. En outre, cette politique a également pour objectif de rendre le Danemark indépendant de toute énergie de source fossile en 2050.

3.2.2 Politique à l'égard du nucléaire

En 1985, le gouvernement a pris la décision d'exclure l'énergie nucléaire de l'offre énergétique danoise (à l'exception des importations d'énergie nucléaire allemandes et suédoises fournissant environ 10 % de la consommation électrique danoise).

3.2.3 Éolien

Pour doubler la part de l'électricité issue du vent, le Danemark va mettre en service 3 300 MW de capacité d'ici 2020, en mer et à terre, soit presque autant que la capacité éolienne déjà installée. Des crédits publics (17 millions d'euros) seront, par ailleurs, engagés pour développer de nouvelles énergies renouvelables, notamment marines.

Les centrales électriques et les grandes chaudières collectives fonctionnant au charbon seront converties pour ne plus consommer que des énergies renouvelables (biomasse, biogaz) ou des déchets ménagers. Pas moins de 5 M€ seront consacrés au développement de centrales à géothermie et de grosses pompes à chaleur.

L'industrie ne sera pas laissée de côté : 67 M€ par an de crédits publics seront alloués aux entreprises qui investiront dans l'efficacité énergétique et les énergies « vertes ».

Au vu du coût de cette transition énergétique, les tarifs d'utilisation des réseaux électriques devraient être revus à la hausse, ainsi que les différentes taxes frappant la consommation d'énergie. Le Danemark occupe une position de leader mondial dans le secteur de l'éolien qui représente 20 % de la production d'électricité. C'est le 1er fournisseur mondial de turbines avec 35 % du marché et 90% du marché des turbines offshore. Le secteur s'est beaucoup développé dans la période récente :

- inauguration en 2009 par Dong Energy, l'opérateur énergétique danois, de son nouveau parc éolien offshore en Mer du Nord « Horns rev 2 », qui est à ce jour le plus grand parc éolien marin au monde (209 MW);
- augmentation du prix de l'électricité d'origine éolienne ;
- mise en service prévue pour 2012 d'un parc offshore supplémentaire de 400 MW (Parc Anholt).

Malgré cette position de leader historique, l'industrie éolienne danoise connaît aujourd'hui des difficultés liées au rattrapage de la concurrence étrangère, entre autres chinoise.

Ainsi, le groupe VESTAS, qui était jusqu'en 2009 le leader mondial de la construction d'éoliennes (place que lui dispute aujourd'hui l'Américain GE), a supprimé des postes au Danemark depuis 2009 et son titre a perdu 90 % de sa valeur depuis les niveaux historiques de 2008. Fin 2010 ont été annoncés la suppression de 3 000 emplois et la fermeture de 5 usines de production européennes, mettant en relief les difficultés financières du secteur et plus largement les incertitudes liées à la pérennité de l'emploi industriel dans les filières vertes au Danemark.

Dans le secteur de l'éolien, l'emploi a baissé de 13 % entre 2008 et 2009, passant de 28 400 personnes à 24 700, repris très faiblement depuis avec 25 000 employés en 2010 (derniers chiffres officiels disponibles). L'export a pour sa part continué à augmenter (+ 11 % en valeur entre 2009 et 2010, après une légère baisse entre 2008 et 2009), mais bien en-deçà des niveaux enregistrés entre 2000 et 2008 ou ils avaient été multipliés par quatre.

L'industrie éolienne danoise est aujourd'hui également développée par Siemens Wind power. Contrairement à son concurrent Vestas (entreprise danoise), SWP a axé d'emblée sa stratégie d'approvisionnement sur l'international (le groupe organise aujourd'hui sa production sur quatre usines danoises, deux aux États-Unis et une en Chine). En outre, SWP mise également sur l'innovation (déploiement d'une nouvelle génération de turbine « gearless », éoliennes flottantes). Les performances industrielles du groupe sont impressionnantes et son objectif est d'intégrer le trio de tête des constructeurs d'éoliennes en 2012. Ce groupe est le numéro 1 de l'éolien offshore.

Remarque :

Windscanner est l'un des trois projets d'infrastructure énergétique retenus dans le cadre de l'initiative européenne sur les infrastructures de recherche (au côté du projet espagnol SOLARIS et du projet belge MYRPHA). Le projet initié par le centre de recherche danois RISØ-DTU vise à optimiser les turbines éoliennes (mesure du vent et des turbulences autour des turbines) et devrait être opérationnel en 2013. Son coût total est estimé entre 45 et 60 millions d'euros, dont 15% seront financés par l'UE. L'entreprise française LEOSPHERE SAS est l'un des partenaires du centre de recherche qui fournit ses équipements et offre des services d'ingénierie associés à ces technologies.

3.2.4 Le coût de l'énergie éolienne au Danemark

Le prix du kWh, le plus élevé de l'UE, soulève la question du coût de l'énergie éolienne.

La ventilation de la facture d'électricité d'un ménage danois reflète d'abord la forte fiscalité énergétique en vigueur. Plus de la moitié du prix du kWh correspond à des taxes qui ne sont pas directement liées à l'énergie éolienne : TVA à 25 %, fiscalité verte censée inciter à la baisse de la consommation d'énergie. Ces recettes fiscales sont reversées directement au budget national, sans affectation particulière.

Le coût de l'éolien fait débat au Danemark comme ailleurs. Parmi les évaluations disponibles, une étude comparative du coût financier non subventionné de l'énergie éolienne on-shore et off-shore classait le Danemark comme le moins cher parmi 7 pays examinés (Danemark, États-Unis, Suisse, Pays-Bas, Allemagne, Suède et Espagne). Cette relative bonne performance reflète, outre le régime du vent, les conditions de financement favorables accordées jusqu'à présent à la filière éolienne danoise, les parcs éoliens étant considérés comme un investissement fiable et bénéficiant avec constance d'un fort soutien public.

3.2.5 Photovoltaïque

17^{ème} au tableau des pays européens en termes de puissance photovoltaïque connectée et cumulée, le Danemark n'a jusqu'à présent pas fait du développement du photovoltaïque une priorité. Ne représentant en 2009 que 0,5 % de la production d'énergies renouvelables au Danemark, l'énergie photovoltaïque est considérée comme une technologie bien testée, mais plus coûteuse que l'éolien. Le gouvernement, dans sa stratégie 2050, n'exclut donc pas qu'elle remplace en partie l'éolien à l'avenir.

3.3 Les énergies renouvelables en Espagne (2011)

La nécessité de réduire la dépendance énergétique de l'Espagne, les exigences environnementales et les objectifs 3x20 en 2020 de l'UE ont provoqué un développement significatif du secteur des énergies renouvelables au cours des dernières années. L'ombre actuelle à cette croissance n'est pas tant la crise économique qu'une insécurité juridique provoquée par les derniers textes réglementaires concernant les primes et rétributions pour ce type d'énergie et qui affecte principalement le secteur photovoltaïque. Malgré cela, le gouvernement prévoit, à travers son Plan d'énergies renouvelables à horizon 2020 (PER 2011-2020), d'atteindre et même de dépasser

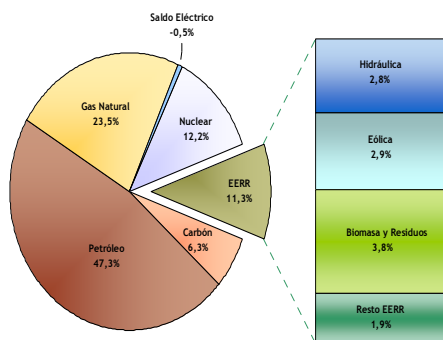
légèrement les exigences de l'UE en la matière. A noter qu'une réforme du secteur (notamment sur la fiscalité des EnR) avait été annoncée début 2012, mais compte tenu des difficultés financières et budgétaires auxquelles le gouvernement doit faire face aujourd'hui, elle a été reportée *sine die*.

3.3.1 Une place croissante des énergies renouvelables dans l'économie espagnole

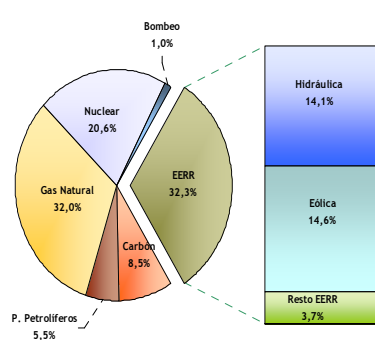
En 2009, la contribution directe du secteur des énergies renouvelables (EnR) au PIB a été de 7,32 Mds€. L'ajout des activités indirectes induites par le secteur (2,96 Mds€) augmente cette participation à 10,28 Mds€, soit 0,98 % du PIB espagnol. Cette même année, le secteur assurait l'emploi de 115 722 personnes (70 152 directement et 45 570 indirectement). Les secteurs de l'éolien et du photovoltaïque sont ceux générant le plus d'emplois directs, avec 43,6 % et 28 % respectivement.

Les dix dernières années ont été décisives pour le décollage puis la solide implantation du secteur des énergies renouvelables qui représentaient en 2010, 11,3 % de l'énergie primaire consommée et 13,2 % de l'énergie finale (8,2 % en 2005), tandis que la production d'électricité en provenance de sources renouvelables atteignait 32,3 %, une performance intermédiaire honorable qui permet d'augurer que l'Espagne atteindra les objectifs de l'UE des 3x20 en 2020.

Consommation d'énergie primaire 2010



Production d'électricité par source 2010



Conscientes, en effet, de la nécessité d'adapter la politique énergétique aux spécificités du pays et notamment, sa forte dépendance de l'extérieur en matière de combustibles fossiles, le manque de compétitivité de son économie et des émissions de gaz à effet de serre bien au-delà des objectifs fixés pour l'Espagne dans le cadre du Protocole de Kyoto, les autorités espagnoles ont fortement misé, depuis plusieurs années, sur le développement des EnR, sources d'énergies propres et locales qui se sont toutefois développées de manière très inégale selon les technologies. C'est dans la génération d'énergie électrique que les EnR se sont le plus développées, dépassant de près de 3 points les objectifs fixés par le Plan d'énergies renouvelables (PER 2005-2010).

Quelques données illustratives :

- **Dépendance énergétique** : passage de 22,8 % en 2009 à 25,7 % en 2010 en capacité d'auto-alimentation pour la consommation d'énergie finale (33,9 Mtep sur un total de 132 Mtep)
- **Amélioration de l'efficacité énergétique** : + 2,5 %/an (en cumulé : + 14,1 % entre 2004 et 2010). Intensité énergie primaire (cumulé 2010 en ktep/€) : 0,170 et finale : 0,129

- **Électricité de sources renouvelables** : en avril dernier, les EnR ont généré 52 % de l'électricité d'Espagne (moyenne de 32,3% en 2010)
- **Soutien aux EnR** : 23,6 Mds€ d'investissements entre 2005 et 2010 dans le cadre du PER dont 8,5 Mds€ pour soutenir les EnR et 3,5 Mds€ d'aides publiques (aides à l'investissement, incitations fiscales à la production de biocarburants)

Et par technologies :

Technologie	Puissance installée en MW			Objectifs 2010	Objectifs 2020*
	2005	2009	2010		
Total Éolien	8 155	19 050	20 744	20 155	38 000
Éolien terrestre	8 155	19 050	20 744	20 155	35 000
Éolien marin	0	0	0	0	3 000
Éolien petite taille	0	0	0	0	
Total Hydraulique	18 167	18 567	18 573	18 977	22 362
Centrales <10 MW	1 749	1 969	1 922	2 199	2 185
Centrales entre 10 et 50 MW	2 897	3 077	11 304	3 257	20 177
Centrales >50 MW	13 521	13 521	13 521
Pompage			5 347		5 700
Solaire Photovoltaïque	37	3 499	3 787	400	8 367
Solaire thermoélectrique	0	232	632	500	5 079
Biomasse	344	665	532	2 039	1 187
Déchets	189		115	189	
Biogaz	141		177	235	400
Géothermie	0	22	0	0	50
Marémotrice	0	0	0	0	100
TOTAL	27 033		44 560	42 494	75 545

* Objectifs contenus dans le Plan d'action national pour les énergies renouvelables « PANER 2011-2020 » présenté à la Commission européenne en juin 2010, en application de la Dir. 2009/28/CE. Les objectifs pour la quasi-totalité des technologies ont été revus à la baisse dans le PER 2011-2020 définitif qui vient d'être présenté aux régions, mais les chiffres pour chacune d'entre elles n'ont pas encore été publiés officiellement

En 2010, 2 605 MW de capacité de génération électrique renouvelable ont été installés, avec une croissance importante des énergies éolienne, thermoélectrique et photovoltaïque. Quant l'énergie **solaire thermique**, elle s'est dotée de 533 MW (+ 348 000 m²) cette même année, tandis que la production de **biocarburants** (dans 51 usines), augmentait de 4 170 ktep, sans toutefois atteindre ses objectifs en termes de consommation (5 % au lieu de 5,83 % du total des carburants pour le transport).

A ce jour, l'Espagne est le 1^{er} pays d'Europe et le 2^{ème} du monde en puissance thermoélectrique installée, le 2^{ème} d'Europe et le 4^{ème} du monde en éolien, le 1^{er} en photovoltaïque en Europe et 2^{ème} du monde et le 3^{ème} d'Europe en énergie mini-hydraulique.

3.3.2 Les instruments de la politique énergétique

3.3.2.1 Le cadre législatif

Le pari décidé des autorités espagnoles pour les énergies renouvelables et qui s'est intensifié au cours des dernières années, a permis le développement d'une industrie fleurissante basée sur l'innovation technologique et pointée comme un modèle à suivre en termes de coopération entre administrations, entreprises et organisations professionnelles par l'Agence internationale de l'énergie. Les clés principales de ce succès ont été le cadre juridique et économique, à travers un système de primes et de tarifs régulés qui, avec des améliorations et des adaptations continues en fonction de la maturité des technologies, fonctionne depuis 30 ans.

Point de départ pour acquérir la confiance des investisseurs et financiers, la Loi 82/1980 sur la conservation de l'énergie a été suivie depuis lors d'un développement réglementaire important, avec notamment la Loi 54/1997 établissant la libéralisation du secteur électrique et fixant l'objectif de 12 % d'EnR de sources renouvelables dans la consommation d'énergie primaire à horizon 2010.

Cette loi prévoyait la planification du développement du secteur à travers le Plan de développement des énergies renouvelables 1999-2010 qui fixait des objectifs concrets par technologie. A mi-parcours, une révision et réactualisation du plan s'est avérée nécessaire pour atteindre les objectifs, donnant ainsi lieu à un nouveau Plan d'énergies renouvelables (PER) 2005-2010, accompagné d'un plan d'action pour améliorer l'efficacité énergétique (PAEE) pour modérer l'augmentation de la demande d'énergie. Le PER 2005-2010 maintenait l'objectif de 12 % d'EnR dans la consommation d'énergie primaire et ajoutait deux nouveaux objectifs pour 2010 : 5,83 % de biocarburants dans la consommation de carburants pour le transport et une contribution minimum de 29,4 % d'EnR à la consommation brute d'électricité.

Par ailleurs, l'approbation des directives du « paquet énergie-climat » et notamment la Directive 2009/28/CE entrée en vigueur en juin 2009, confirment l'obligation de l'Espagne de s'approprier les objectifs des 3x20 en 2020, en plus de l'objectif de 10% de biocarburants dans les transports. Ce nouveau scénario est le fil conducteur de la nouvelle politique énergétique de l'Espagne, basée sur 3 piliers :

- le nouveau **PER 2011-2020** (qui a été présenté aux régions cette semaine), qui fixe un objectif de 20,8% d'EnR dans la consommation d'énergie primaire en 2020 ;
- la **Loi d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables**, actuellement soumise à l'examen du régulateur et qui ouvrira la porte au développement de l'autoconsommation ;
- la **Loi d'économie durable**, qui a pris effet en mars 2011.

3.3.2.2 Le cadre économique

A en juger par les résultats obtenus, il semble que le modèle de rétribution choisi, le régime spécial ou système du « feed-in-tariff », sensiblement identique à celui utilisé par l'Allemagne et le Danemark, ait été décisif pour le succès du développement des EnR. En effet, l'Espagne a choisi l'appui au prix de rachat de l'électricité renouvelable, soit à travers la perception d'un tarif fixe (différent pour chaque technologie), soit à travers la perception d'une prime qui s'ajoute au prix du marché, pour les installations qui choisissent cette formule. Les primes répondent aux avantages stratégiques et environnementaux des énergies renouvelables et prétendent garantir une rentabilité raisonnable des investissements sur la période de maturation et de consolidation des nouvelles

technologies afin qu'elles puissent côtoyer les énergies conventionnelles dans les meilleures conditions possibles.

Il convient toutefois de rappeler les changements successifs intervenus depuis 2009 dans la réglementation afin de modifier les conditions d'installation et de rachat des EnR, avec notamment une révision à la baisse du montant des primes, extrêmement avantageuses au départ et qui ont donné lieu à une bulle spéculative particulièrement notable dans le secteur photovoltaïque (croissance de 947 % au dessus de ses objectifs sur la période 2005-2010).

A l'horizon 2020, le nouveau PER 2011-2020 prévoit de doubler la puissance installée en EnR pour un coût total d'environ 20 Mds€, principalement sous forme de primes (augmentation progressive de 529 M€ en 2011 jusqu'à 2 658 M€ en 2020, soit un total de 18 534 M€ en primes sur cette période) qui seront compensées par la baisse des importations en gaz et carburants, par les bénéfices dérivés du développement technologique ainsi que par les économies que supposera la diminution des émissions de CO₂. Les primes seront financées par le tarif de l'électricité (consommateurs) et dans une moindre mesure, par l'administration sous forme de subventions (1 068 M€), financement et mesures fiscales (961 M€). Le Ministère de l'Industrie estime qu'à partir de 2018, les coûts des EnR devraient être inférieurs aux bénéfices. En 2020, les bénéfices nets pourraient atteindre 5 Mds€.

Le PER 2011-2020, qui prévoit des investissements, majoritairement privés, à hauteur de 63 Mds€ et la création d'environ 84 000 emplois, comptera 90 mesures dont un quart de caractère horizontal et le reste de caractère sectoriel.

3.4 Les énergies renouvelables en Italie (août 2012)

3.4.1 Contexte

3.4.1.1 Objectifs et priorités de la nouvelle stratégie énergétique nationale italienne

Extrêmement dépendante des apports étrangers en matière d'énergie, l'Italie affiche l'un des taux de dépendance les plus élevés d'Europe, à 86 %. Secteur économique sensible en Italie, l'énergie est une priorité du gouvernement actuel, les objectifs centraux de cette politique étant, d'une part, l'accroissement de la sécurité d'approvisionnement et, d'autre part, d'améliorer la compétitivité d'un système énergétique cher (énergie en moyenne 30 à 40 % plus coûteuse que dans le reste de l'UE), dans le respect de l'environnement.

Dans ce contexte, le ministre du développement économique italien, Corrado Passera, a présenté à la Commission Industrie du Sénat, le jeudi 26 avril 2012, les objectifs et priorités qui guideront la définition de la stratégie énergétique nationale et des normes encadrant le développement des énergies renouvelables. La présentation officielle de la stratégie énergétique devrait intervenir d'ici la fin de l'été afin de lancer la consultation avec les parties prenantes. L'adoption d'une réelle stratégie énergétique constituerait une avancée indéniable pour le pays, qui en est orphelin depuis plus de 20 ans.

La définition de la stratégie énergétique italienne s'insère dans le cadre des politiques de croissance mises en œuvre par le gouvernement Monti, qui considère que le secteur a un rôle central, tant

indirect, grâce à la réduction du prix de l'énergie, que direct, à travers l'économie verte et l'exploitation des ressources énergétiques, pour accroître le dynamisme de l'économie italienne.

Cette stratégie est établie dans un contexte international en profonde mutation et dont l'évolution laisse présager, selon les autorités italiennes, qu'« il y aura deux vainqueurs, le gaz et les renouvelables, et un perdant, le pétrole, qui verra sa part de marché se réduire, même s'il continuera à dicter les prix ».

Les priorités d'action, portées au nombre de cinq, sont les suivantes :

- Soutien de l'efficacité énergétique ;
- Développement du hub du gaz dans le sud de l'Europe ;
- Développement durable des énergies renouvelables, dont le rôle central est réaffirmé. L'objectif est de favoriser leur contribution en réduisant leur poids sur les factures ;
- Relance de la production nationale d'hydrocarbures, en particulier de pétrole et de gaz, afin de couvrir potentiellement 20 % de la consommation (contre 10 % actuellement) et créer de la croissance tout en réduisant la facture énergétique. Pour ce faire, il est prévu que la norme nationale, notamment en matière d'autorisation, soit assouplie et mise en adéquation avec la norme européenne ;
- Modernisation du système de gouvernance du secteur, pour une stratégie énergétique claire, cohérente et partagée.

Au-delà de ces cinq thèmes, d'autres actions sont envisagées, actions parmi lesquelles le ministre a notamment cité : la réforme du marché électrique et la mise en adéquation du réseau pour permettre la pleine intégration des renouvelables, la libéralisation de la distribution des carburants et la restructuration du secteur du raffinage.

3.4.1.2 Position à l'égard du nucléaire

Près de 94 % des électeurs italiens se sont exprimés, lors du référendum des 12 et 13 juin 2011, en faveur de la suppression définitive de la loi de juillet 2009 instaurant le retour du nucléaire. Sorti du nucléaire après référendum, en 1987, (suite à la catastrophe de Tchernobyl), le pays ne produit pas d'électricité nucléaire depuis près de 25 ans mais en importe (13 % de l'électricité consommée en 2010), notamment auprès d'EDF. Face à la hausse des prix du pétrole, le gouvernement évoquait dès 2008 la construction de centrales nucléaires en vue d'une mise en service d'ici 2020. Ce programme, associant l'électricien italien Enel et EDF pour la construction d'au moins 4 réacteurs EPR en 2014, n'arrivera pas à son terme, victime de la peur de l'atome et de l'impopularité de son premier soutien, Silvio Berlusconi. Le référendum fait suite à l'annonce d'un moratoire d'un an du programme nucléaire en mars et de son gel en avril.

Bien que sans incidence lourde à court terme, ce résultat a bouleversé la stratégie énergétique du pays à plus long terme, puisque Rome prévoyait de porter la part du nucléaire à 25 % dans sa production d'électricité d'ici 2030. En outre, le recours à cette énergie décarbonée devait contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. En 2010, 64,8 % de l'électricité consommée dans le pays était produite à partir d'énergies fossiles (gaz en grande majorité, pétrole, charbon) tandis que 22,2 % provenait d'énergies renouvelables, dont la part dans le *mix* énergétique sera révisée à la hausse. L'hydroélectricité représentait 14,9 % de cette électricité consommée, la biomasse 2,7 %, l'éolien 2,5 %, la géothermie 1,6 %, le solaire, avec 0,5 %, possédant le plus grand potentiel de croissance. Le recours aux énergies renouvelables est cependant coûteux et l'Italie craint

parallèlement d'accroître sa dépendance énergétique à l'égard de ses principaux fournisseurs de gaz (Russie, Algérie et Libye).

3.4.2 Énergies renouvelables : une stratégie énergétique visant un développement durable des énergies renouvelables

L'objectif du gouvernement est de favoriser une croissance plus équilibrée des énergies renouvelables, qui garantisse le dépassement des objectifs communautaires pour 2020 (35 % de renouvelables dans le *mix* électrique, contre un objectif de 26 %), tout en contenant les coûts liés au système d'incitation, aujourd'hui estimés à environ 9 Mds€ par an, au regard d'une facture électrique de 42 Mds€ en 2011, taxes exclues. Ainsi, les deux décrets interministériels de révision du système d'aides aux énergies renouvelables électriques publiés le 13 avril 2012 visent à atteindre les objectifs suivants :

- Dépassement des objectifs « 20-20-20 » européens grâce à une augmentation de 3 milliards d'euros/an additionnels de la dépense liée aux aides (passant de 3,5 à 5-5,5 Mds€/an pour les renouvelables électriques hors photovoltaïque, et de 6 à 6,5 Mds€/an pour le photovoltaïque), avec une stabilisation de la dépense en 2020 pour les premières et en 2014 pour le second ;
- Réduction de l'écart des tarifs d'incitation unitaires avec les tarifs européens, même s'ils restent supérieurs à la moyenne afin d'accompagner ces technologies vers la grid-parity ;
- Soutien aux technologies les plus vertueuses, particulièrement innovantes ou offrant des retombées positives sur l'économie, des bénéfices en termes d'impact environnemental ou sur les secteurs stratégiques connexes, ou pour les installations les mieux intégrées au système électrique ;
- Introduction de mécanismes pour un développement ordonné et contrôlé du secteur, à travers notamment la compétition (enchères) et le contrôle des volumes (registres) ;
- Installation de niveaux élevés de puissance, afin de favoriser le développement de la filière économique italienne.

3.4.2.1 Potentiel du secteur des énergies renouvelables

Malgré une conjoncture économique négative, le secteur des énergies renouvelables italien est resté très florissant ces dernières années. Le niveau d'investissement du secteur a atteint en 2010 une valeur de 12 Mds euros. Dès 2009, dans le cadre de la transposition du paquet énergie-climat européen, l'Italie prévoyait une part de 17 % d'énergie renouvelables dans son *mix* énergétique à l'horizon 2020.

Toutefois, bien que le secteur soit prometteur, il affiche des éléments de fragilité. **L'objectif de 17 % paraît ambitieux et difficile à atteindre pour l'Italie**, qui couvrait en 2011 12 % de son *mix* énergétique par les énergies renouvelables, mais dont le potentiel de développement reste limité. L'hydroélectricité (environ 2/3 de la production d'énergies renouvelables italienne) ne laisse pas de perspectives significatives. Le potentiel des autres sources renouvelables (éolien, biomasse, photovoltaïque) connaît de fortes augmentations en valeur absolue mais contribue assez peu au *mix* électrique (3 % pour l'éolien et la photovoltaïque) et énergétique (0,3 %). Plusieurs facteurs freinent encore le plein développement de ce secteur comme l'instabilité des systèmes d'incitation, l'absence d'une stratégie de développement claire, stable et coordonnée, la prédominance d'un réseau d'infrastructure peu adapté aux nouveaux besoins du marché et un besoin important en matière de stockage d'énergie (thème qui fait actuellement l'objet d'un vif débat en Italie).

3.4.2.2 Photovoltaïque

Depuis 2009, le secteur de l'énergie photovoltaïque a connu une croissance exponentielle en attirant en masse les investisseurs, grâce notamment à un système d'incitation très avantageux (prix de rachat fortement subventionné pour une durée de 20 ans). Ainsi, en mars 2012, la puissance installée a dépassé les 12 763 MW, alors qu'elle était quasi nulle six ans auparavant, ce qui place l'Italie au 2^{ème} rang européen, derrière l'Allemagne, en termes de puissance photovoltaïque installée. Ce chiffre dépasse l'objectif initialement établi pour 2020 (9 000 MW dans le cadre de la transposition de la directive 2009/28/CE, obligeant l'Italie à revoir à la hausse ce seuil en l'élevant à 23 000 MW d'ici 2020. La production d'électricité photovoltaïque est estimée en 2011 à 10,7 TWh : le niveau de production d'électricité solaire a ainsi été multiplié par plus de 5 en une seule année (1,9 TWh produits en 2010). Le secteur photovoltaïque a d'ailleurs contribué à la création de nouveaux emplois (directs et indirects), de l'ordre de 100 000 en 2010.

Néanmoins, au-delà de ces résultats encourageants, cette filière reste fragilisée par un système d'incitation instable (dans le cadre de la révision du système existant: 4^e « *conto energia* », mis en place en juin 2011), ce qui contribue à rendre le contexte incertain à court et moyen termes. De plus, une diminution progressive et planifiée du tarif de rachat est en effet prévue par le 4^e « *conto energia* » jusqu'à sa disparition totale fin 2016, ainsi que de nouveaux critères plus complexes, pour l'obtention des aides.

Du point de vue industriel, l'Italie cherche à développer sa propre filière de production afin de réduire le recours à l'importation de panneaux et de favoriser l'émergence d'une industrie de production au niveau national. Ainsi, l'Italie héberge à Catane la plus grande usine de fabrication de panneaux solaires nationale et le projet réalisé en joint-venture par STMICROELECTRONICS, ENEL et SHARP pour la production de 160 MW de panneaux photovoltaïques par an. Toutefois, au-delà de cet important projet, le secteur demeure très atomisé, avec la présence de plus de 800 opérateurs de petite et moyenne taille.

Sur ce marché, à travers notamment l'établissement de partenariats avec des entreprises locales ou l'ouverture de filiales en Italie, les Allemands démontrent un fort dynamisme. Ce dynamisme est également encourageant au niveau institutionnel. Les deux pays ayant renoncé à l'énergie nucléaire et s'étant tournés vers les énergies renouvelables, les convergences en matière de politique énergétique sont naturelles. Les entreprises françaises sont en revanche moins présentes que leurs concurrents allemands sur le marché photovoltaïque italien, en termes notamment de capacité installée, et ils sont quasiment totalement absents du marché des composants.

3.4.2.3 Éolien

Passé d'une puissance de 103 MW en 1997, à 2 123 MW en 2006 et à 6 737 MW fin 2011, le parc éolien italien se développe rapidement. Ainsi, en 2010, l'Italie occupait le troisième rang européen et le sixième rang mondial des pays producteurs d'énergie d'origine éolienne. A noter cependant que l'année 2011 a relevé pour la première fois un dépassement de la production d'électricité d'origine éolienne, estimée à 10,1 TWh, par la production d'énergie d'origine photovoltaïque, estimée à 10,7 TWh.

3.5 Les énergies renouvelables au Royaume-Uni (août 2012)

3.5.1 Politique britannique : le Royaume-Uni face à un défi énergétique sans précédent

Les énergies fossiles sont prépondérantes dans le **mix énergétique britannique** et représentent 90 % de la production d'énergie primaire. L'énergie nucléaire représente 9 % du *mix* et les énergies renouvelables moins de 1 %.

En 2011, cette répartition se reflète dans la **production d'électricité** qui en 2010 provenait à 80 % de sources fossiles (gaz 40 %, pétrole 2 %, charbon 30 %), du nucléaire à hauteur de 19 %, le reste provenant des **énergies renouvelables avec un niveau historique de 9,5 %**, ainsi que des importations.

L'abondance des ressources en hydrocarbures en Mer du Nord jusqu'au début des années 2000, contribue à expliquer l'orientation du *mix* énergétique britannique. Confronté au double défi de la sécurité énergétique (notamment de la baisse significative de ses réserves gazières) et de la réduction de ses importantes émissions de CO₂, le Royaume-Uni a défini **une nouvelle politique énergétique visant à développer la production d'énergie sobre en carbone, fondée sur la relance du nucléaire et le développement des énergies renouvelables et des technologies propres**. Les besoins en investissements dans les infrastructures énergétiques sont estimés à 200 Mds £ d'ici 2020.

Par l'adoption des schémas directeurs nationaux sur l'énergie révisés en juillet 2011, le gouvernement britannique rappelle **l'importance des besoins en matière d'infrastructures énergétiques** : l'objectif étant d'atteindre **113 GW de capacités d'ici 2025** (contre 85 GW aujourd'hui), dont 59 GW de capacités nouvelles (33 GW d'EnR et 26 GW d'énergie non renouvelable).

3.5.2 Un parc de production électrique en voie d'obsolescence et qui génère d'importantes émissions de CO₂

Les énergies fossiles représentent 80 % de la capacité de production électrique installée, les parts du nucléaire et des énergies renouvelables (EnR) étant respectivement de 19 % et 9,5 % (avec pour les EnR un taux d'utilisation de seulement 35 %, contre 72 % pour la capacité électronucléaire). De nombreuses centrales en fin de vie et notamment l'ensemble des réacteurs nucléaires sauf un (soit environ 10 GW sur une capacité de production électrique totale de 82 GW) doivent fermer progressivement entre 2014 et 2023 (sous réserve d'éventuelles extensions de durée d'exploitation). D'autres centrales, en particulier à charbon (12 GW), ne seront plus conformes à la directive européenne sur les grandes installations de combustion après 2015.

Les engagements pris par le Royaume-Uni pour la réduction de ses émissions de CO₂ (- 34 % en 2020 par rapport à 1990, - 80 % en 2050) compliquent l'équation de sa sécurité énergétique, d'autant plus que la production d'EnR est faible (le Royaume-Uni est aujourd'hui le troisième plus faible producteur d'énergies renouvelables d'Europe).

Face à ces perspectives, le gouvernement britannique a annoncé en 2008 la relance du nucléaire civil et a élaboré une stratégie de développement des énergies renouvelables. Cependant le délai de

réalisation du programme nucléaire (mise en exploitation d'une nouvelle centrale en 2018 au plus tôt) crée un risque important de pénurie d'électricité autour de 2016. Ceci pose la question de l'investissement dans de nouvelles centrales à gaz, voire à charbon, pour assurer la transition vers le nucléaire et pallier le caractère intermittent des énergies renouvelables.

Le réseau électrique est vieillissant et appelle également des investissements dans les années à venir.

3.5.3 Réforme du marché de l'électricité

Très attendue par les six grandes compagnies de l'électricité, la réforme doit permettre de **concilier l'objectif d'assurer la sécurité énergétique à un prix abordable pour le consommateur, avec le nécessaire rééquilibrage du mix énergétique par une part accrue des énergies sobres en carbone** (renouvelables et nucléaire) au détriment des énergies fossiles (aujourd'hui 80 % du *mix*).

Cette réforme du marché de l'électricité (***Electricity Market Reform – EMR***) constitue la première partie du projet de loi sur l'énergie (***Energy Bill***) publié le **22 mai 2012** qui détaille les principales mesures présentées dans le Livre blanc de juillet 2011 et son complément technique de décembre :

- Un prix-plancher du carbone ;
- Un système de tarifs de rachat avec contrats de long terme (***Feed-in Tariffs with Contract for difference – FiT CfD***)⁴⁵ pour toutes les formes d'énergie sobres en carbone, permettant de garantir aux investisseurs un revenu stable ;
- Un plafonnement des émissions des nouvelles centrales à énergie fossile ;
- Un marché de capacités.

Le **comité à l'énergie et au changement climatique de la Chambre des communes**, dans un **rapport très critique** publié le **23 juillet 2012**, a **jugé le projet de réforme du marché de l'électricité inapplicable (*unworkable*)**. Le comité a par ailleurs regretté le manque de clarté des objectifs, l'absence de référence explicite aux budgets carbone, le manque de mesures portant sur la réduction de la demande, la complexité des contrats pour la différence, et appelé à la mise en place d'une contrepartie unique pour les contrats, qui bénéficierait de la garantie du gouvernement. Le comité a enfin dénoncé le manque de transparence entourant la négociation des contrats pour l'énergie nucléaire. Les entreprises et les investisseurs avaient également déploré une réforme complexe, mal définie et manquant de détails.

3.5.4 La politique de soutien aux énergies propres et aux nouvelles technologies énergétiques

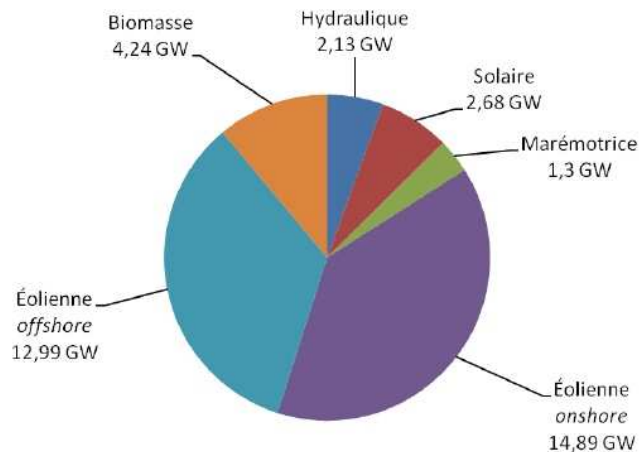
3.5.4.1 Énergies renouvelables (EnR)

Les objectifs fixés au Royaume-Uni dans le cadre du **paquet énergie-climat** sont de 15 % de consommation d'énergie à partir de sources renouvelables en 2020, contre 1,3 % en 2005 (date de référence de la directive EnR). A titre de comparaison, l'objectif pour la France est de 23 % contre

⁴⁵ Les **contrats pour la différence** sont le dispositif choisi par le gouvernement pour soutenir les investissements dans les énergies décarbonées, garantissant aux investisseurs un tarif de rachat sur le long terme : lorsque le prix de marché est en dessous du prix objectif fixé par le contrat, le producteur perçoit la différence, mais doit reverser le trop-perçu dans le cas contraire.

10,3%. En 2011, **leur part dans la production d'électricité** a atteint un **niveau record de 9,5%** (contre 40% pour le gaz, 30% pour le charbon et 19% pour le nucléaire).

Le gouvernement a publié, en juillet 2011, une **feuille de route pour les énergies renouvelables**. Elle identifie 8 technologies ayant le plus fort potentiel de développement au Royaume-Uni. Les énergies éoliennes (terrestre et offshore), la biomasse et les pompes et chaleurs sont parmi les principales sources. Le Gouvernement investira 30 millions de livres sterling dans l'innovation et la production de nouveaux composants d'ici quatre ans.



*Répartition des technologies renouvelables
utilisées en 2020*

Source : New Energy Focus

Le 26 avril 2012, à l'occasion de son discours lors du 3^e sommet du *Clean Energy ministerial* à Londres, le PM D. Cameron a réaffirmé l'engagement de son gouvernement à être le plus vert qu'ai jamais connu le RU en soulignant les opportunités en termes de croissance (4,7 Md£ d'investissements) et d'emploi (création de 15 000 emplois) offertes dans le développement des énergies propres.

Confirmant le discours du chancelier de l'Échiquier lors de la présentation du Budget le 23 mars 2012, le PM estime nécessaire de **rendre les énergies renouvelables « financièrement soutenables »** et ceci par trois moyens :

- la réduction des coûts des EnR, illustrée par l'ambition du gouvernement de faire baisser les coûts de l'éolien offshore à 100£/MWh d'ici 2020 (*cf. infra*) ;
- la mise en place d'un prix du carbone à l'échelle mondiale, sous l'égide de l'UE, et l'investissement dans les réseaux et les interconnexions pour développer le commerce des EnR ;
- la concentration des investissements dans les régions ayant un avantage comparatif telles que la Mer du Nord (éolien offshore, énergies marines et CSC).

Le Premier ministre a annoncé la création d'un nouveau partenariat industriel réunissant les acteurs clés des EnR en Mer du Nord, baptisé NORSTEC, pour lequel un accord a été signé par 20 entreprises, dont Areva et Alstom.

3.5.4.2 Éolien offshore

Souhaitant que le RU soit leader mondial du secteur, le gouvernement a demandé à une nouvelle *task force* de **réduire les coûts de 40 %** pour arriver à 100 £/MWh d'ici 2020 afin de pouvoir exploiter au maximum les ressources énergétiques disponibles (18 GW en 2020 et 30 à 40 GW au delà). A ce jour, les éoliennes représentent seulement 2 % environ de la production d'électricité, et les professionnels du secteur rencontrent des difficultés qui freinent le déploiement de l'éolien (obtention des permis de construire, problèmes de financement et de raccordement au réseau national).

3.5.5 De nouveaux niveaux de soutien à la production d'EnR révélant une opposition fondamentale entre ministères de l'énergie et des finances sur le futur du mix énergétique du pays

Des mesures de soutien aux EnR ont été mises en place, notamment des mesures de soutien financier (subventions et prêts) et un mécanisme incitatif, les « renewable obligations » obligeant les distributeurs d'énergie à produire une partie de l'électricité vendue à partir de sources renouvelables ou bien à acheter des certificats verts aux entreprises disposant d'un surplus d'électricité issue de sources renouvelables.

L'efficacité du système s'avérant décevante, le gouvernement a également introduit en avril 2010 un mécanisme de rachat à tarifs différenciés (« *feed-in tariffs* ») pour certaines sources renouvelables (comme le font la majorité des pays européens). Il s'agit d'une mesure de rachat à prix majoré de l'électricité produite à partir de sources renouvelables par des collectivités, des particuliers ou des entreprises, et redirigée vers le réseau. Les autorités locales sont, depuis août 2010, également autorisées à bénéficier de ce système. Une révision de ces tarifs de rachat pour les recentrer sur les technologies les plus rentables est prévue en 2013.

En février 2012, plus de 100 députés avaient adressé une lettre au Premier ministre David Cameron réclamant une forte baisse des tarifs de rachat de l'électricité des éoliennes à terre, énergie décrite comme « *intermittente et inefficace* ». Le DECC devait présenter le 17 juillet le nouveau dispositif de soutien aux énergies renouvelables (*Renewable Obligation Certificates*) pour la période 2013-2017, faisant suite à la consultation qui s'était achevée en janvier, mais cette annonce a été reportée en raison d'un désaccord avec le ministère des finances sur le niveau de la baisse du soutien à l'éolien à terre. La réduction de 10 % proposée par le ministre de l'énergie et du climat libéral-démocrate Ed Davey a été en effet jugée insuffisante par le chancelier de l'échiquier Georges Osborne, craignant qu'un soutien excessif à l'énergie éolienne décourage les investissements dans les centrales au gaz. Georges Osborne considère en effet que le gaz doit continuer à jouer un rôle important au sein du *mix* énergétique du pays dans les prochaines décennies, car il permet de garantir des prix de l'énergie compétitifs pour les consommateurs et les entreprises et de combler l'écart entre production et consommation à court terme. Une stratégie pour le gaz doit par ailleurs être publiée à l'automne.

Un accord a finalement pu être trouvé et le DECC a annoncé le 25 juillet 2012 les nouveaux niveaux de soutien à la production d'énergie renouvelable de grande échelle (*Renewable Obligations*) pour la période 2013-2017, transition avant que les contrats pour la différence qui seront introduits par la réforme du marché de l'électricité prennent le relais. Selon le DECC, ces niveaux de soutien

pourraient **générer jusqu'à 25 Md€ d'investissements** sur cette période. Si le ministère des finances a dû se résoudre à limiter la baisse à 10 %, le DECC a pour sa part accepté une nouvelle révision du niveau de soutien en 2013 (applicable au 1^{er} avril 2014) et l'engagement du maintien d'une part importante de gaz au sein du *mix* énergétique dans les prochaines décennies. Par ailleurs, le DECC accepterait de renoncer à satisfaire la demande, soutenue conjointement par le comité à l'énergie et au changement climatique de la chambre des Communes et le Comité pour le changement climatique (CCC), d'inscrire dans la loi un objectif de décarbonisation de l'électricité à l'horizon 2030 (réduction de l'intensité carbone de la production électrique à 50 g CO₂/kWh). Le CCC avait également recommandé de baisser la part du gaz dans le *mix* électrique, actuellement de 40 %, à 10 % d'ici 2030.

Encadré 3

**Tarifs de rachat de l'énergie photovoltaïque :
le ministère de l'énergie perd son appel devant la Cour suprême**

La Cour suprême s'est prononcée le 23 mars 2012 contre le ministère de l'énergie (DECC) venant confirmer l'illégalité de sa décision prise fin octobre 2011 de baisser de moitié des tarifs de rachat pour les petites installations photovoltaïques. La date d'application des nouveaux tarifs avait en effet été fixée au 12 décembre 2011, avant que la décision ne soit actée légalement. L'association Friends of the Earth et les sociétés de panneaux photovoltaïques Homesun et Solarcentury avaient donc lancé une procédure judiciaire pour faire reconnaître l'illégalité de la décision. Les panneaux photovoltaïques installés entre le 12 décembre 2011 et le 4 mars bénéficieront donc du tarif originel de rachat (43p/kWh). Au-delà, c'est le nouveau tarif de 21p/kWh qui s'appliquera.

*

* *

ANNEXES

Annexe 1 : Lettres de mission



Le ministre du redressement productif

La ministre de l'Ecologie, du développement durable et de l'Energie

Paris, le

17 JUIL. 2012

Messieurs les Vice-présidents,

La volonté de mettre en œuvre une transition énergétique seule à même d'apporter des réponses durables à la crise climatique, au renchérissement des ressources pétrolières et au besoin d'un mix électrique sûr et équilibré constitue l'un des engagements majeurs du Président de la République. Cette transition doit passer par la réduction de la part du nucléaire dans la production électrique de 75% à 50% d'ici 2025, par le développement des énergies renouvelables et un effort massif sur l'efficacité énergétique.

S'il a connu un essor notable au cours des dernières années, le secteur des énergies renouvelables rencontre actuellement des défis importants. En particulier, pour l'énergie photovoltaïque, l'ensemble de la filière française se situe aujourd'hui en retrait de ses potentialités de création d'emplois et de valeur sur des segments de plus en plus concurrentiels, mais porteurs en France, comme sur les marchés mondiaux. Aucune entreprise française n'est référencée parmi les leaders mondiaux du secteur photovoltaïque, et l'écart de compétitivité se creuse avec nos principaux partenaires, en particulier l'Allemagne, creusant également le déficit commercial de la filière, pourtant en développement dans tous les pays.

Nous vous demandons de réaliser un état des lieux synthétique du paysage économique de la filière, de la situation des entreprises du secteur, notamment au regard de la compétitivité et de l'emploi, en développant une analyse comparative de la situation de la filière avec d'autres pays, notamment les principaux Etats-membres de l'Union européenne.

Monsieur Pascal FAURE
Vice Président du conseil régional de l'économie, de l'industrie, de l'énergie
et des technologies
120, rue de Bercy
75572 PARIS Cedex 12

Monsieur Christian LEYRIT
Vice-Président du Conseil général de l'environnement et du développement durable
Tour Pascal B
92055 LA DEFENSE

Votre analyse devra en particulier identifier les forces et les faiblesses de l'organisation des filières, à la fois amont et aval, dans l'ensemble de ses composantes (conception, fabrication, pose et installation, réseaux commerciaux, etc.). Elle pourra s'appuyer, autant que nécessaire, sur des rapports existants.

A partir de cet état des lieux, et au moment où il importe d'orienter stratégiquement le développement de la filière photovoltaïque pour en tirer tout le parti, vous établirez des recommandations opérationnelles de court terme, visant à répondre à ce besoin d'orientation, en chiffrant les bénéfices à attendre des mesures que vous proposerez. Il s'agira en particulier de définir les segments et technologies les plus porteurs, et sur lesquels il convient de positionner en priorité l'ensemble de la filière.

Vous ferez ensuite des propositions de réformes structurelles de moyen et plus long terme, afin d'alimenter le débat national sur la transition énergétique qui devra déterminer, de manière plus précise, les objectifs de développement pour le photovoltaïque, en incluant les dimensions de recherche et développement, de formation professionnelle, et de financement, en précisant la nature des emplois qui pourraient bénéficier de cette réorientation, et d'évaluer l'effet de levier sur le potentiel de croissance de notre économie.

L'enjeu est de construire une véritable industrie française, le cas échéant européenne, du photovoltaïque porteuse de croissance et d'emplois, au moment où la France s'engage dans la transition énergétique.

Vous veillerez à appuyer vos recommandations ou propositions sur les meilleures expériences européennes et internationales. Chaque recommandation ou proposition devra être accompagnée d'une description des positions des principales parties prenantes de la filière par rapport à celle-ci.

Une première note d'étape sera produite d'ici le 20 août 2012, votre rapport final est attendu le 13 septembre 2012.



Arnaud MONTEBOURG



Delphine BATHO



Le ministre du redressement productif

La ministre de l'Ecologie, du développement durable et de l'Energie

Paris, le

17 JUIL. 2012

Messieurs les Vice-présidents,

La volonté de mettre en œuvre une transition énergétique seule à même d'apporter des réponses durables à la crise climatique, au renchérissement des ressources pétrolières et au besoin d'un mix électrique sûr et équilibré constitue l'un des engagements majeurs du Président de la République. Cette transition doit passer par la réduction de la part du nucléaire dans la production électrique de 75% à 50% d'ici 2025, par le développement des énergies renouvelables et un effort massif sur l'efficacité énergétique.

S'il a connu un essor notable au cours des dernières années, le secteur des énergies renouvelables rencontre actuellement des défis importants. En particulier, pour l'éolien, l'empilement de procédures pour maîtriser sa planification a freiné le développement de la filière, sans en augmenter l'acceptabilité. Plus préoccupant encore, l'ensemble de la filière française se situe aujourd'hui en retrait de ses potentialités de création d'emplois et de valeur sur des segments de plus en plus concurrentiels, mais porteurs en France, comme sur les marchés mondiaux.

Nous vous demandons de réaliser un état des lieux synthétique du paysage économique de la filière, de la situation des entreprises du secteur, notamment au regard de la compétitivité et de l'emploi, en développant une analyse comparative de la situation de la filière avec d'autres pays, notamment les principaux Etats-membres de l'Union européenne.

Monsieur Pascal FAURE
Vice Président du conseil régional de l'économie, de l'industrie, de l'énergie
et des technologies
120, rue de Bercy
75572 PARIS Cedex 12

Monsieur Christian LEYRIT
Vice-Président du Conseil général de l'environnement et du développement durable
Tour Pascal B
92055 LA DEFENSE

Votre analyse devra en particulier identifier les forces et les faiblesses de l'organisation des filières, à la fois amont et aval. Elle pourra s'appuyer, autant que nécessaire, sur des rapports existants.

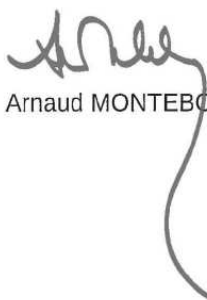
A partir de cet état des lieux, et au moment où il importe d'orienter stratégiquement le développement de la filière éolienne pour en tirer tout le parti, vous établirez des recommandations opérationnelles de court terme, visant à répondre à ce besoin d'orientation, en chiffrant les bénéfices à attendre des mesures que vous proposerez. Il s'agira en particulier de définir les segments et technologies les plus porteurs, et sur lesquels il convient de positionner en priorité l'ensemble de la filière de l'éolien.

Vous ferez ensuite des propositions de réformes structurelles de moyen et plus long terme, afin d'alimenter le débat national sur la transition énergétique qui devra déterminer, de manière plus précise, les objectifs de développement pour l'éolien, en incluant les dimensions de recherche et développement, de formation professionnelle, et de financement, en précisant la nature des emplois qui pourraient bénéficier de cette réorientation, et d'évaluer l'effet de levier sur le potentiel de croissance de notre économie.

L'enjeu est de construire une véritable industrie française, le cas échéant européenne, de l'éolien porteuse de croissance et d'emplois, au moment où la France s'engage dans la transition énergétique.

Vous veillerez à appuyer vos recommandations ou propositions sur les meilleures expériences européennes et internationales. Chaque recommandation ou proposition devra être accompagnée d'une description des positions des principales parties prenantes de la filière par rapport à celle-ci.

Une première note d'étape sera produite d'ici le 20 août 2012, votre rapport final est attendu le 13 septembre 2012.


Arnaud MONTEBOURG


Delphine BATHO

Annexe 2 : Liste des acronymes utilisés

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AIE	Agence internationale de l'énergie
AMI	Appel à manifestation d'intérêt
AO	Appel d'offres
ARF	Association des Régions de France
BIPE	Bureau d'information et de prévisions économiques
BOS	Balance of System ; Accessoires du système, équipement électrique
CAES	Compressed Air Energy storage ; stockage d'énergie par air comprimé
CEA	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
CGDD	Commissariat général au Développement durable
CGEDD	Conseil général de l'Environnement et du Développement durable
CGEJET	Conseil général de l'Économie, de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies
CPV	Photovoltaïque à concentration
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
CSP	Concentrated Solar Power ; solaire thermodynamique à concentration
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
DECC	Department of Energy and Climate Change (Royaume-Uni)
DGEC	Direction générale de l'Énergie et du Climat
DGPR	Direction générale de la prévention des risques
DOM	Département d'outremer
DREAL	Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement
éco-PTZ	Prêt à taux zéro écologique
EDF EN	Électricité de France – énergies nouvelles
EDF SEI	Électricité de France – Systèmes énergétiques insulaire
EDEV	Électricité de France – Développement Environnement
EEG	Eneuerbare-Energien-Gesetz ; loi de modernisation de l'énergie
EIE	Espace Info Énergie
EMR	Electricity Market Reform ; réforme du marché de l'électricité(Royaume-Uni)
EPIA	The European Photovoltaic Industry Association (www.epia.org)
EnR	Énergie renouvelable
EPR	European Pressurized Reactor ou Réacteur pressurisé européen
ETP	Emploi équivalent temps plein
EWEA	The European Wind Energy Association (www.ewea.org)
FEE	France Énergie Éolienne
FNE	France Nature Environnement
GES	Gaz à effet de serre
Gj	Gigajoule
GW	Gigawatt
GWc	Gigawatt crête
GWh	Gigawatt heure
ICPE	Installations classées pour la protection de l'environnement
IEED	Institut d'excellence en énergies décarbonées
IGF	Inspection générale des finances

kVA	Kilovoltampère
LCOE	Levelised cost of energy ; Rapport entre les coûts totaux de production (incluant les investissements) et le niveau de production électrique attendu, actualisé sur la durée de vie de l'installation
MEDDE	Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie
MEF	Ministère de l'Économie et des Finances
MRP	Ministère du Redressement productif
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt heure
MYRTE	Mission hydrogène Renouvelable pour l'intégration au réseau électrique
NIMBY	Not in my backyard ; Pas à côté de chez moi !
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONG	Organisation non gouvernementale
PCET	Plan Climat énergie Territorial
PER	Plan d'énergies renouvelables (Espagne)
PIA	Programme d'investissement d'avenir
PIB	Produit intérieur brut
PM	Premier ministre
PNAER	Plan national d'action en faveur des énergies renouvelables
PLU	Plan local d'urbanisme
PPA	Plan de protection de l'atmosphère
PPI	Programmation Pluriannuelle des Investissements
PV	Photovoltaïque
PTZ	Prêt à taux zéro
R&D	Recherche et développement
RTE	Réseau de Transport de l'Électricité
SEM	Société d'économie mixte
SER	Syndicat des énergies Renouvelables
SCOT	Schéma de cohérence territoriale
SOeS	Service de l'Observation et des Statistiques (MEDDE)
SPD	Sozialdemokratische Partei Deutschlands ; Parti social-démocrate d'Allemagne
SRCAE	Schéma Régional Climat-Air-Énergie
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
Tep	Tonne équivalent pétrole
TOM	Territoire d'outremer
TTC	Toutes taxes comprises
TWh	Térawatt heure
UE	Union européenne
Wc	Watt de crête
ZDE	Zone de Développement de l'Éolien
ZNI	Zone non interconnectée

Annexe 3 : Liste des personnes rencontrées ou interrogées

ORGANISMES PUBLICS ET PARAPUBLICS

ADEME Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

François Loos, Président ; Damien Siess, directeur adjoint, productions et énergies durables ; Rémi Chabrilat, directeur Production et énergies durables, Virginie Schwartz

AMF Association des Maires de France

Jacques Pélissard, Président, Pauline Delaère, chargée d'études

CEA Commissariat à l'énergie atomique

Jean Therme, directeur délégué aux énergies alternatives

CEA Ines

Philippe Malbranche, responsable de programmes

CGDD Commissariat général au développement durable

Dominique Dron, Commissaire générale, Richard Lavergne, conseiller du DGEC ; Jean-Marc Moulinier, Richard Rouquet, chargé de mission stratégie

CGI Commissariat général à l'investissement

Ivan Faucheux, directeur de programme énergie économie circulaire

CRE, Commission de régulation de l'Energie

Esther Pivet, directeur du développement des marchés ; Christine Lavarde, Chef de département

DAEI Direction des Affaires Européennes et Internationales (MEDDE)

Raymond Cointe, directeur, Philippe Geiger directeur adjoint

DGALN Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature

Etienne Crépon, directeur de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages ; Dominique Roussel, adjointe à la sous-directrice de la qualité et du cadre de vie ; Alain Vandervorst, Adjoint au chef de bureau de la législation de l'urbanisme

DGCIS Direction générale de la compétitivité, de l'industrie et des services

Nicolas Lermant, sous-directeur des filières des matériels de transport, de l'énergie et des éco-industries ; Bruno Leboullenger, chef du bureau des technologies de l'énergie

DGEC Direction générale de l'énergie et du climat

Pierre-Franck Chevet, directeur, Pierre-Marie Abadie, Directeur de l'Energie ; Georgina Grenon, chargée de mission à la sous direction du système électrique et des énergies renouvelables ;

Nicolas Barber, chef du bureau des énergies nouvelles ; Romary Boutot, adjoint au chef de bureau ; Julien Thomas, adjoint au chef de bureau

ERDF Electricité réseau distribution France

Christian Buchel, Directeur appui pilotage auprès du président

OSEO

François Drouin, PDG ; Thomas Sennelier, direction de l'expertise ; Wilfrid Takacs, direction des engagements

RTE Réseau de transport de l'électricité

Olivier Herz, Directeur du service études de réseaux et projets ; Nicolas Kitten, chef du pôle perspective du système électrique

ORGANISATIONS NON GOUVERNEMENTALES ET ORGANISATIONS PROFESSIONNELLES

Enerplan (Syndicat d'énergie solaire)

Thierry Mueth (Coruscant) Président ; Richard Loyen, Délégué général ; Isabelle Mas, directrice conseil Agence Vae Solis ; André Joffre, vice-président

FEE France Energie éolienne

Nicolas Wolff, président ; Sonia Lioret, Julien Bluteau

FNE France Nature Environnement

Maryse Arditi, responsable du réseau énergie

Observ'ER

Yves-Bruno Civel, directeur général

SER Syndicat des énergies renouvelables

Jean Louis Bal, Président. Damien Mathon, délégué Général

SER-SOLER Groupement français des professionnels du solaire photovoltaïque, Branche photovoltaïque du SER

Arnaud Mine, Président de Soler

W4F « Wind for future » Bourgogne (cluster éolien)

Emmanuel Schuddinck, délégué général

WWF

Elodie Petit (d/p. Serge Orru, directeur, empêché)

ENTREPRISES

Alstom Renouvelables

Nicolas Serrie, directeur du développement, chef du Projet éolien offshore

AREVA

Luc Oursel, Président du directoire ; Benjamin Frémaux, directeur de la stratégie et des fusions & acquisitions ; Louis-François Durret, chief executive officer, Areva renewables

Avancis

Hartmut Fischer, directeur général

Demeter Partners

Olivier Dupont, Président du Directoire ; Grégoire Aladjidi, Directeur d'investissement

EDF (Electricité de France) et EDF-EN (énergies nouvelles)

Antoine Cahuzac Directeur Général de EDF énergies Nouvelles ; Yvon André, Directeur général délégué ; Sophie Guilmard, chargée d'affaires Stratégie ; François Dassa , directeur du pôle Relations internationales ; Louis-Jacques Urvoas, directeur du pôle prospective ; Michel Clavier, chargé de mission

EDF Systèmes électriques Insulaires

Bernard Mahiou, directeur Finances et développement ; Yves Barlier

Enercon GMBH

Peter Schuster, directeur France

EVASOL

Stéphane Maureau

Exosun

Jean-Marc Fabius

Gaz de France Suez

Henri Ducré ; Pierre Parvex

Générale du solaire

Daniel Bour, président

Groupe Vergnet

Marc Vergnet, PDG

Héliotrop (avec GMD et Eolane)

Paul Bellavoine (**Héliotrop**) ; Alain Martineau, Président du groupe **GMD** ; Paul Raguin, Président du groupe **Eolane**

MPO Energy

Loic de Poix, Président ; Jean-François Perrin, Directeur général

Prosolia

Hadrien Clément

Rollix Defontaine

Bruno Pelletier

SAFT

François Bouchon, directeur de l'unité Stockage d'énergie

Saint-Gobain

Jean-Pierre Floris, Senior Vice-President, Innovative Materials Sector (Flat Glass and High-Performance Materials) ; Fabrice Didier, directeur général SOLAR

Schneider Electric

Ignace de Prest ; Fabrice Alves

SEMCO / IRYSOLAR

Yvon Pellegrin, DG ; Véronique Charrier

SIEMENS Energy

Andreas Görden

Soitec

André-Jacques Auberton-Hervé, Président ; José Bériot, Vice-Président; Frédéric Bouvier

Solaire Direct

Thierry Lepercq

Tecsol

André Joffre

Total

Luc de Marliave, directeur solaire photovoltaïque ; Philippe Costerg, directeur adjoint

Urbasolar

Arnaud Mine, Président ; David Portales, directeur développement des centrales au sol

Vestas France

Nicolas Wolff, directeur général France

WPD offshore France

Vincent Balès, directeur général

Annexe 4 : Estimation du contenu énergétique et du temps de retour carbone des panneaux photovoltaïques à base de silicium cristallin

Les besoins en électricité pour une ligne de fabrication de panneaux photovoltaïques Silicium-cristallin sont (la valeur basse correspond aux usines les plus modernes ; la valeur haute aux usines moins modernes et/ou de plus petite taille) :

- Raffinage du silicium : 165 kWh/kg (6,5 g de Si raffiné par Wc, soit 1,1 kWh/Wc)
- Formation des lingots : 25 - 50 kWh/kg (soit 0,16 – 0,33 kWh/Wc)
- Wafering : 0,2 kWh/kg (soit 0,001 kWh/Wc)
- Cellule : 0,34 kWh/Wc
- Module : 0,05 – 0,2 kWh/Wc

Les besoins en électricité pour le BOS (Balance of System) sont quant à eux estimés à env. 0,2 kWh/Wc.

Au total, il faut donc de 1,85 à 2,17 kWh pour produire 1 Wc (dont l'essentiel pour le raffinage). Avec une moyenne de production de 1 kWh/an (France métropolitaine), le temps de retour énergétique est d'environ 2 ans.

On peut en déduire les émissions de CO₂ par Wc de panneau selon le lieu de fabrication :

Lieu de fabrication	g CO ₂ /kWh électricité	Total émissions (gCO ₂ /Wc)
Chine	748	1 384 – 1 548
Allemagne	447	827 – 925
France	89	165 - 184

Source : AIE

On suppose à présent que les émissions évitées d'un kWh photovoltaïque en France sont égales au contenu moyen en CO₂ du kWh soit 89 g/kWh⁴⁶, un panneau d'un Wc produisant environ 1 kWh par an en France métropolitaine.

Le temps mis par un tel panneau pour « compenser » ses émissions de CO₂ dans le pays de fabrication est donné dans le tableau suivant :

Lieu de fabrication	Temps de retour CO ₂ (années)
Chine	15,5 – 17,4
Allemagne	9,3 – 10,4
France	1,9 – 2,1

⁴⁶ Il s'agit clairement d'une approximation. La production photovoltaïque étant plus concentrée en été, elle évite *a priori* moins de moyens fossiles. En revanche, cette même production est plus concentrée sur les heures de consommation diurne. En prenant le contenu moyen du kWh, on suppose implicitement que les deux effets se compensent, ce qui demeure à vérifier.

Annexe 5 : Propositions de l'ARF (Association des Régions de France) à la future nouvelle étape de la décentralisation

(Extraits du dossier de presse du 4 juillet 2012 « Les Régions au cœur du nouvel acte de décentralisation »)

« Décentraliser, [...] c'est reconnaître la Région comme une collectivité intermédiaire, au statut particulier, ayant une vocation stratégique partagée avec l'État, sur le terrain. L'enjeu est celui de la mise en cohérence des politiques publiques à l'échelle locale, de la conduite de stratégies territoriales de long terme, de l'animation démocratique locale.

[...]

Aménagement du territoire.

Contexte : Les documents produits à l'échelon régional (SRADDT, DRA...) ne sont pas prescriptifs et les avis formalisés lors de l'élaboration des documents de planification et d'urbanisme locaux (SCOT, PLU...) sont consultatifs.

[...]

Axe 1/ Les documents de planification de portée régionale deviennent prescriptifs

La Région élabore le SRADDT et des Directives Régionales d'Aménagement (DRA) qui spatialisent sur tout ou partie de son territoire les enjeux et les orientations [...] Le SRADDT est le document stratégique intégrateur des autres schémas (SRIT, SRCE, SRCAE...) [...] Ces documents deviennent prescriptifs et donc opposables à tous les documents de planification et d'urbanisme locaux et sont pris en compte dans les chartes de territoire.

[...]

Axe 3/ La Région, animatrice d'un réseau d'acteurs et partenaire des territoires

Les Régions définissent les orientations de développement de leur territoire. Elles poursuivent par ailleurs une politique de cohésion et de solidarité territoriale. [...] Elles mènent une activité de veille des besoins de son territoire de manière à garantir une juste répartition de l'effort conjugué des partenaires, et au premier rang desquels l'Europe, l'État, les autres Régions et les autres acteurs territoriaux.[...]

La gouvernance et les moyens

Il importe de donner aux Régions les moyens d'assurer pleinement leur compétence en matière d'aménagement du territoire. [...]

a) Au niveau régional et infrarégional

Les politiques régionales en aménagement du territoire ne doivent pas s'imposer aux autres échelons, mais au contraire être coconstruites avec eux, dans le respect de leurs compétences respectives.

Aussi, il est proposé la mise en place au sein de chaque Région d'une Conférence régionale d'aménagement du territoire, organe de consultation et de production de politiques régionales en adéquation avec les contextes locaux.[...]

b) Au niveau national

L'État demeure le garant de l'équité territoriale. Il doit offrir aux Régions un lieu de rencontre, d'échange et de construction d'une vision commune pour l'avenir.[...]

c) Des moyens humains et financiers pour agir

[...] Les Régions proposent la mise en place d'une fiscalité qu'elles fixeront librement, leur permettant d'assurer pleinement leur compétence en aménagement du territoire.

Le rôle de l'État reste néanmoins capital en matière de financement. En effet il doit être garant de l'équité nationale et en ce sens assurer une péréquation des recettes.[...]

Développement durable.

1) S'agissant des aspects climat/énergie

Si l'on veut atteindre les objectifs des « trois fois 20 % » en 2020 et [...] le « Facteur 4 » en 2050, la dimension territoriale de l'énergie doit impérativement être mise au cœur de toute politique pour en assurer l'efficacité et la cohérence. [...]

Il doit revenir à l'État de fixer les objectifs en fonction des engagements internationaux de la France et de créer un cadre réglementaire et fiscal clair et stable pour le développement des EnR et l'efficacité énergétique.

Les Régions déterminent pour leur part les orientations stratégiques de la transition énergétique à l'échelle de leur territoire. Elles établissent et adoptent [...] des SRCAE opposables et s'assurent de leur mise en œuvre.

Elles bénéficient en outre d'un pouvoir réglementaire et de planification en matière de maîtrise de l'énergie, de développement des énergies renouvelables, de gestion des réseaux ainsi que de réglementation thermique pour la construction de bâtiments.

Les tarifs d'achat des EnR et les dispositifs de soutien (crédit d'impôt, etc.) font l'objet d'une modulation régionale notamment en fonction de critères géographiques. Les tarifs sont fixés nationalement toutefois les Régions participent à leur définition. [...]

Compétences des Régions

1) S'agissant des aspects climat/énergie

a) Coordination avec les autres niveaux de collectivités

La Commune, échelon de proximité [...], les communes doivent être dotées d'un pouvoir réglementaire leur permettant d'aller plus loin que la norme nationale.

L'Intercommunalité doit devenir l'échelon de base de l'action publique à travers les Plans climat-énergie territoriaux (PCET) rendus à court terme obligatoires quel que soit le type de structure et le nombre d'habitants, le cas échéant selon des modalités adaptées. L'intercommunalité est l'échelon pertinent pour identifier les sources d'économies d'énergie, conduire les politiques de rénovation énergétique du bâti et accompagner le développement d'unités de production d'EnR. [...]

Le Département est le mieux placé pour prendre en charge la prévention et la lutte contre la précarité énergétique [...]

L'État est le garant des engagements de la France au niveau européen et international. Il met en place le cadre réglementaire en matière de développement des EnR, de maîtrise de la consommation et de standards d'efficacité énergétique. Il veille à la cohérence des Schémas régionaux et assure l'accompagnement et le suivi de la mise en œuvre des schémas régionaux.

b) Compétences nouvelles

• [...] Le SRCAE devient un véritable document de planification opposable aux documents d'urbanisme (SCOT, PLU, etc.) et aux projets énergétiques. [...]

• Les schémas de raccordement des énergies renouvelables ou de développement des réseaux découleront des SRCAE, et seront élaborés sous la direction des Régions.

• La Région peut moduler la réglementation nationale pour l'adapter au mieux aux spécificités de son territoire. La Région doit devenir le principal soutien des échelons inférieurs pour la concrétisation des objectifs inscrits dans les SRCAE en :

- veillant à la cohérence des projets menés aux niveaux inférieurs et en fournissant un appui technique et méthodologique aux porteurs de projets ;*

- garantissant l'équilibre économique des opérations via de nouveaux outils financiers en lien avec le projet de banque publique d'investissement et permettant notamment de drainer l'investissement local. [...]
- assurant l'observation et le suivi de la mise en oeuvre des politiques territoriales.
- Il est reconnu à l'ensemble des Régions le même pouvoir réglementaire pour le développement des EnR existant aujourd'hui seulement pour les Régions d'outre mer (article 69 de la loi n° 2009-594 du 27 mai 2009 pour le développement économique des outre-mer) consistant en une habilitation à « fixer les règles spécifiques au territoire régional en matière de maîtrise de la demande en énergie, de développement des énergies renouvelables ainsi que de réglementation thermique pour la construction de bâtiments ». Celle – ci sera élargie à la rénovation du bâtiment pour laquelle une réglementation nationale sera établie avec la possibilité de modulation par les Régions.

Association des Régions aux décisions nationales : une modulation régionale des tarifs d'achat EnR et des autres dispositifs de soutien (crédit d'impôt, etc.) en fonction de spécificités climatiques ou géographiques doit être mise en place :

- Les Régions devront être associées à sa définition dès lors qu'il s'agit d'une modulation décidée à l'échelle nationale.
- Plus largement, les Régions doivent pouvoir participer activement aux instances nationales comme la CRE, le CESE ou les travaux de planification nationale.[...]

Annexe 6 : Iles françaises et production d'électricité

GUYANE

D'une superficie de 90 000 km², soit 1/6 de la Métropole, la Guyane est un vaste territoire enclavé, insulaire du point de vue électrique, et recouvert à plus de 80 % de forêt amazonienne. Sa population, de l'ordre de 238 000 habitants en 2010, est concentrée sur la bande littorale : les quatre communes de Cayenne, Matoury, Kourou et Saint-Laurent regroupent 90% de la population.

Sur le plan énergétique, la Guyane est très spécifique :

- sa population est en forte croissance (+ 3,6 % par an), avec une croissance économique de 4 à 4,5 % par an selon l'INSEE, et une augmentation prévue desancements par le Centre Spatial Guyanais (CSG). Ainsi, dans son scénario de référence, EDF prévoit une croissance de la demande d'électricité de 4 % en 2015, tendant vers 3,2 % en 2030.
- 35 % de la population n'est pas alimentée par le réseau électrique, de nombreux bourgs étant isolés. Le réseau électrique n'est développé que sur le littoral entre Cayenne et Saint-Laurent du Maroni.
- 57 % de l'électricité est déjà produite par des EnR, en grande partie grâce au barrage de Petit Saut, même si le changement climatique peut à terme conduire à des déficits hydriques.
- les réserves forestières considérables ne contribuent que peu à la production d'énergie.

Le tableau ci-dessous récapitule les évolutions envisagées en EnR :

	Puissance installée en 2011 (MW)	Puissance installée envisagée en 2030 (MW)
Éolien	0	30
Photovoltaïque	33	100
Hydraulique	114	150
Biomasse	2	40
<i>Total</i>	149	320

Le coût moyen du kWh est élevé en Guyane (environ 240 €/MWh)

Selon EDF, les coûts de production comparés sont approximativement les suivants en €/MWh.

	Hors aides	Avec aides
Photovoltaïque + stockage	600	300
Biomasse	350	230
Éolien + stockage	280	160
Thermique	240	
Barrage fil de l'eau	170	90
Barrage + retenue	80	

Guadeloupe

L'archipel de la Guadeloupe (yc les îles du Sud : les Saintes, Marie-Galante et la Désirade) a une superficie de 1 600 km² et une population estimée à 404 000 habitants (estimation INSEE fin 2010). La densité de population est de l'ordre de 250 habitants au km².

EdF, dans son scénario de référence prévoit une croissance de la consommation électrique de l'ordre de 2 % par an entre 2012 et 2030, en raison d'une poursuite de la croissance économique, et du taux d'équipement des ménages.

En 2010, avec une puissance installée de 462 MW, dont 27,4 MW d'éolien, le bouquet énergétique de la production électrique de la Guadeloupe repose essentiellement sur l'énergie fossile (91 %) : l'éolien ne représente que 2,4 % de la production (5,9 % de la puissance installée) et le photovoltaïque 1 %. La Guadeloupe est actuellement en limite de capacité de production électrique. Et les délestages ponctuels opérés par EdF rendent nécessaires aux yeux de tous une augmentation de la puissance disponible : toutes les énergies sont les bienvenues.

La Région a beaucoup d'ambitions en matière d'EnR, tout en essayant de fixer des objectifs atteignables. A l'horizon 2020, elle envisage, dans le scénario Grenelle, dont il est souligné qu'il est très ambitieux, un bouquet énergétique reposant sur un fort développement de la Géothermie (Bouillante et île Dominique) qui passerait de 15 MW à 85 MW, de la biomasse de 14 à 27 MW, de l'éolien de 26 à 66 MW⁴⁷, du PHOTOVOLTAÏQUE de 54 à 104 MW et de l'hydraulique de 9 à 19 MW.

Martinique

La Martinique a une superficie de 1 128 km² et sa population s'élevait à 400 000 habitants en 2010. La densité de population y est de 355 habitants au km².

La Martinique est le département d'Outre-mer qui dispose de la plus faible proportion d'énergie renouvelable dans la consommation finale énergétique.

⁴⁷ Contre 118 MW dans le PRERURE de 2008

Nature de l'énergie	Puissance raccordée fin 2011		Production 2010	
	en MW	en %	en GWh	en %
Total	440	100 %	1617	100,00 %
Énergies fossiles	387	88 %	1573	97,30 %
Énergies renouvelables dont :	53	12 %	44	2,70 %
• EnR stables, dont :	4	0,1 %	24	1,50 %
• hydraulique	0		0	
• biomasse	4	0,1 %	24	1,50 %
• bagasse (saisonnier)	0		0	
• géothermie	0		0	
• EnR intermittentes, dont :	49	11 %	22	1,50 %
• photovoltaïque	48*	11 %	18,9	1,20 %
• éolien	1	pm	1,3	0,10 %

* Selon le SOEs, 70 MW raccordés en juin 2012

Dans son scénario de référence, EdF prévoit une croissance de la demande d'électricité entre 2,5 % et 3 % par an entre 2012 et 2030, en raison d'un tassement de la croissance démographique, d'une baisse du nombre de personnes par ménage, d'un meilleur équipement des ménages et de la poursuite des actions actuelles en matière de maîtrise de l'énergie.

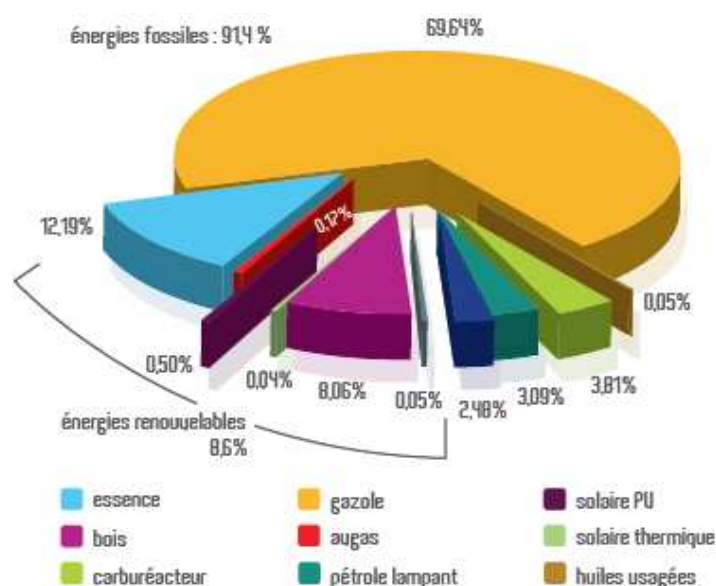
Pour s'approcher de l'objectif Grenelle (EnR à hauteur de 50 % des consommations d'énergies finales en 2020, y compris le transport), le SRCAE a fixé des objectifs ambitieux pour la puissance installée en EnR.

Nature de l'énergie	Puissance installée en 2011	Puissance installée estimée pour 2020
Éolien terrestre	1 MW	25 à 40 MW
Éolien offshore	0	au mieux 10 MW
Photovoltaïque	38 MW	de 110 à 130 MW
Déchets	3 MW	7 MW
Hydraulique	0 MW	de 2,5 à 5 MW
Géothermie	0 MW	de 30 à 50 MW
Énergie des mers	0 MW	10 MW
Total	42,5 MW	de 227 à 300 MW

Mayotte

Mayotte est un archipel d'une superficie de 376 km², situé au nord du canal du Mozambique, dans la partie Ouest de l'Océan Indien entre l'Afrique et Madagascar. Constitué de 2 îles principales, Petite Terre et Grande Terre, l'archipel est entouré par un lagon d'une superficie totale de 1 100 km². La population était estimée en 2010 à 204 788 habitants (source IEDOM).

L'île est soumise à une forte pression démographique, et celle-ci se répercute sur les prévisions de consommation d'énergie. Entre 2006 et 2010 en moyenne, la consommation d'électricité a augmenté de 11,78 %/an, avec une légère réduction à partir de 2009 (crise économique et actions de MDE). L'énergie totale livrée sur le réseau en 2010 était de 257,5 GWh (22,1 ktep). 98 % de cette énergie est d'origine fossile (gasoil + huiles usagées), les 2 % restants sont la part du solaire photovoltaïque.



La Réunion

Département d'Outre-mer le plus peuplé avec 833 000 habitants contre seulement 241 000 en 1946, La Réunion passera le cap du million d'habitants vers 2030⁴⁸. Cette croissance démographique soutenue demandera un effort important des pouvoirs publics en termes d'équipements publics et notamment de réseaux d'énergie. Dans le scénario tendanciel, l'évolution prévisionnelle de la consommation d'électricité devrait se poursuivre à un rythme d'environ 3 %/an sur la période 2011 - 2020, passant de 2470 GWh à 3 315 GWh. Soit + 84,5 GWh/an.

S'agissant de la production électrique, elle provient pour 69,7 % des énergies primaires fossiles (pétrole et charbon) et 30,3 % des énergies renouvelables, contre 33,8 % en 2010. La puissance mise à disposition de 833 MW provient essentiellement de trois centrales fioul lourd et-gazole (260 MW),

⁴⁸ 82 % de la population est concentrée dans la frange littorale, compte tenu de la topographie exceptionnelle de l'île, le cœur de l'île étant constitué du parc naturel classé au patrimoine mondial de l'Unesco.

de deux centrales charbon-bagasse (210 MW) et de la production de 6 installations hydrauliques (213,4 MW). Les centrales charbon-bagasse fonctionnent avec la bagasse pendant la période sucrière de juillet à décembre et le reste de l'année avec du charbon importé d'Afrique du Sud.

Les énergies renouvelables dites fatales assurent une puissance de 146 MW, provenant pour l'essentiel des systèmes photovoltaïques : 131,1 MW dont 42 MW raccordés en 2011. Entre 2010 et 2011, la production électrique photovoltaïques a augmenté de 86%. On constate donc que la production éolienne est pour l'heure, résiduelle. En effet, en 2011, le parc éolien de la Perrière à Sainte Suzanne et celui de Sainte Rose n'ont permis de produire que 11,7 GWh avec une puissance raccordée de 16,5 MW. Il s'agit d'éoliennes de faible puissance (270 kW en moyenne). De plus, cette production électrique éolienne a diminué de 30,8 % par rapport à 2010, en raison d'une baisse importante de l'activité du régime des vents.

Au cours de la période 2006-2012, plusieurs projets de centrales photovoltaïques ont été réalisés au détriment de terres agricoles cultivées en canne, entraînant ainsi la suppression de plusieurs dizaines d'hectares et une forme de rejet contre tout nouveau projet d'empiètement sur les terres agricoles. Or, il demeure que le ratio production électrique comparée/surfaces agricoles cultivées ou neutralisées est nettement en faveur de la production électrique éolienne. Ainsi, selon l'Ademe, la production électrique à l'hectare varie d'un facteur 1 pour la canne à sucre, à 65 pour le photovoltaïque et à 330 pour l'éolien. De plus, au-delà d'une emprise au sol très réduite des éoliennes (quelques m²), les champs d'éoliennes peuvent accueillir diverses cultures telles que l'ananas, contrairement aux installations photovoltaïques.

Mais dans les différents scénarios à l'horizon 2020 envisagés par les acteurs locaux (Conseil régional, EDF, Ademe...) la place de l'éolien dans le *mix* énergétique (+0 à 24 GWh) est appelée à demeurer marginale, au contraire de la bagasse (+169 GWh), de l'hydraulique (+140GWh), du PHOTOVOLTAÏQUE (+78 GWh) et de l'énergie de la houle (+66 GWh). Cette dernière (projet SWAC notamment), considérée comme non intermittente, semble constituer une orientation emblématique pour les nouvelles autorités politiques régionales.

Il convient aussi de noter des projets en matière de stockage d'énergie, dont une STEP marine, et des batteries stationnaires.

La Corse

Avec une superficie de 8 722 km², la Corse a une population de 306 000 habitants en 2009. La Corse n'est pas tout à fait une ZNI puisqu'elle dispose d'une interconnexion en courant continu avec l'Italie au nord-est (câble SACOI) et en courant alternatif avec la Sardaigne au sud (câble SARCO). La capacité d'import de ces deux liaisons est de 150 MW. Actuellement la puissance énergétique de l'île (530 MW) se répartit comme suit :

40,8 % par les centrales thermiques de Vazzino (Ajaccio) et Luciana (Bastia)

31 % d'interconnexion

28,2 % d'énergies renouvelables dont hydraulique 24 %, éolien 1,2 %, solaire 1,2 %.et biogaz 0,4 %

L'Assemblée de Corse a adopté, le 29 mars 2007, un schéma éolien qui fixait l'objectif d'atteindre 100 MW éoliens terrestres à l'horizon 2015. Il est à comparer aux 18 MW actuellement en fonctionnement dans les trois parcs de Rogliano, Ersa et Calenzana, aux 60 MW de photovoltaïque installés et 15 MW en construction.

Annexe 7 : Synoptique des mesures proposées

Les filières éolienne et Photovoltaïque Constats et propositions

Constats	Propositions	Avantages	Inconvénients	Calendrier
La France a un avantage compétitif lié au prix modéré de l'électricité, même si ce prix augmentera en tout état de cause dans les années à venir	Veiller dans toute réflexion prospective sur le <i>mix</i> énergétique 2025 « durable » à préserver une part conséquente de production d'électricité à bas coût	Garantir aux consommateurs des tarifs avantageux et à l'industrie française qui constituent également un atout de compétitivité pour l'industrie française.	Pose le problème de la rentabilité (aujourd'hui et à terme) de la production éolienne et PV. Peut ralentir la transition énergétique dans des conditions économiques acceptables	
L'éolien et le photovoltaïque ne sont pas les seules énergies renouvelables et ne peuvent à elles seules assurer la transition énergétique	Explorer la possibilité d'autres sources d'énergie électrique pour compléter le photovoltaïque et l'éolien dans la transition énergétique	Assurer la faisabilité opérationnelle de la transition énergétique	Risque de dégrader significativement le bilan carbone et la balance commerciale énergétique si l'on doit <i>in fine</i> compléter le <i>mix</i> électrique par des productions à partir de combustibles fossiles.	Automne 2012, débat énergétique
Exemples de temps de retour approximatif. Ex Bilans CO ₂ différenciés selon technologies et processus de fabrication. – capteur fabriqué en Chine et installé en France : 15 à 20 ans – éolienne : 1,5 à 2,5 ans	Prendre en compte le bilan GES (analyse du cycle de vie) des technologies (y inclus les dispositifs de secours, le renforcement des lignes électriques et les pertes énergétiques induites)	L'analyse du cycle de vie, en ne s'intéressant pas uniquement aux émissions directes sur le territoire national (prise en compte du carbone « gris » importé) permet d'avoir une évaluation objective de la contribution de chaque technologie à la lutte contre le changement climatique	Les données ne sont pas toujours facilement disponibles	
L'engagement national dans les énergies renouvelables au travers Les paramètres de la CSPE se décident hors du débat démocratique	Faire entrer la CSPE dans le futur débat sur la transition énergétique avec son impact sur l'évolution des coûts de l'électricité pour les consommateurs.	Les futurs modes de rémunération, moins coûteux que les tarifs actuels, devront alléger la charge de la CSPE Démocratiser la décision sur ce quasi-impôt	La CSPE est le résultat d'un calcul (prix de revient EnR – prix de vente tarif réglementé) et non une base fiscale	Automne 2012
Le système des tarifs de rachat dissuadent les producteurs <ul style="list-style-type: none"> d'autoconsommer de faire une gestion intelligente de l'intermittence et les mettent à l'abri, de manière injustifiée, de tout risque de marché (ce qui facilite la création de bulles) Demande de prévisibilité financière	Étudier de nouveaux modes de rémunération de l'électricité éolienne et photovoltaïque qui encouragent : <ul style="list-style-type: none"> l'autoconsommation la gestion de l'intermittence la prise en compte par le producteur des risques de marché. Exemple : rémunération à la puissance mobilisable	Incitation à une gestion intelligente de l'énergie décentralisée	Obligation de compatibilité des aides avec les règles européennes NB : le contentieux européen ouvert sur l'aspect « aides d'État » des tarifs de rachat pousse à accélérer cette réflexion.	2013
	Programmer sur une durée de l'ordre de cinq ans l'extinction des tarifs réglementés de rachat (hors DOM) pour les projets dépassant un certain seuil de puissance en les	Prévisibilité ; économies financières ; Redéploiement possible de la ressource	Affichage pouvant être reçu comme négatif Commentaire : tarifs réglementés et AO ne sont pas exclusifs l'un de l'autre: on recommande ici une	2013-2018

Constats	Propositions	Avantages	Inconvénients	Calendrier
	ramenant graduellement au prix du marché		coexistence entre un tarif réglementé plancher, et des AO soit « de masse » soit ciblés sur des technologies émergentes (exemple : offshore, avec stockage local, PV 2 ^{ème} génération...). On peut d'ailleurs imaginer d'autres méthodes : quota, ou surcoût par rapport à un prix « marché »... On pourrait aussi lier « tarif réglementé » avec consommation locale ou stockage, etc.	
Les projets Enr, y compris ceux retenus par les AO, ne créent pas suffisamment d'emplois en France	Privilégier, pour l'éolien comme pour le photovoltaïque, les appels d'offres. Organiser, sur l'éolien terrestre comme sur le photovoltaïque, un appel d'offres annuel dont le caractère prévisible et le volume justifient des clauses de cahier des charges sur l'emploi local, la valeur ajoutée locale et des technologies à promouvoir sur le territoire. Utiliser à cet égard toutes les possibilités de la réglementation européenne	Orienté le soutien public à l'éolien et au photovoltaïque vers les projets les plus créateurs d'emplois en France		2013
Éolien terrestre : demande de simplification des procédures L'implantation d'éoliennes, est soumise à 4 procédures <ul style="list-style-type: none"> • appartenance à une ZDE • permis de construire • autorisation au titre des ICPE • autorisation de produire de l'électricité 	Supprimer l'obligation d'appartenir à une ZDE pour bénéficier des aides dans les régions dotées d'un SRCAE approuvé (SRCAE de seconde génération fin 2015 soumis à enquête publique)	Simplification	Les schémas éoliens actuels n'ont pas une précision suffisante	Printemps 2013
	Mettre à l'étude, en collaboration avec la DGPR, le remplacement de la procédure d'autorisation ICPE par une procédure de simple déclaration ou soumettre les éoliennes terrestres au régime de l'enregistrement concernant certaines installations classées	Simplification possible administrative (redondance partielle avec le PC) Diminution de la surcharge des DREAL	Perte de robustesse juridique. Remise en cause d'une de la procédure est récente Opposition des « NIMBY »	Étude automne 2012 exécution Printemps 2013
	Simplifier la procédure d'autorisation de produire de l'électricité d'origine éolienne terrestre. Augmenter les amendes en cas de recours abusif.	Simplification, plus grande rapidité		
Les conditions prévues initialement pour l'implantation des éoliennes (impact paysager, 5 mâts minimum, distance des habitations), sans doute justifiées à titre transitoire se révèlent aujourd'hui sont parfois considérées comme trop strictes et engendrent un grand nombre de recours	Remettre à l'étude les conditions restrictives d'implantation des éoliennes sur le terrain (impact paysager, 5 mâts minimum, distance des habitations).	Amélioration des possibilités d'implantation Diminuer le nombre de recours et accélérer l'aboutissement des projets	Dispositions relativement récentes à remettre en cause	Printemps 2013
Demande de prévisibilité réglementaire : L'instabilité des	Prévoir dans les conclusions du débat sur la transition énergétique,	Le grand débat donne la possibilité de stabiliser les règles du jeu	Engagement très difficile à prendre, et peu crédible	Printemps 2013

Constats	Propositions	Avantages	Inconvénients	Calendrier
<p>réglementations a été particulièrement stigmatisée par nos interlocuteurs</p> <p>Le grand débat offre peut-être la possibilité de stabiliser les règles du jeu</p>	<p>auprès des filières éoliennes et photovoltaïques sur une « stabilité » réglementaire à l'horizon de cinq ans, sauf événement exceptionnel.</p>	<p>Prévisibilité</p>		
<p>L'image de ces énergies est</p> <ul style="list-style-type: none"> ▲ globalement favorable ▲ mais menacée par le syndrome « Nimby » notamment pour l'éolien <p>Nécessité de prendre en compte les conditions sociétales de développement des énergies éolienne et photovoltaïque en France</p> <p>L'image de ces énergies est globalement favorable mais menacée par le syndrome « Nimby » notamment pour l'éolien</p>	<p>Rapprocher la décision du citoyen en renforçant le rôle des collectivités locales, afin de permettre une meilleure appropriation locale, de susciter un intérêt financier pour l'accueil des éoliennes, et de faciliter la constitution de structures de financement participatif citoyen local, notamment de SEM, qui associent collectivités locales et privé dans le montage de projets</p>	<p>Meilleure insertion des éoliennes dans le milieu local.</p> <p>Amener les collectivités locales à se positionner</p>	<p>Pari sur la volonté locale de développer les énergies alternatives</p>	<p>Printemps 2013</p>
<p>Nécessité de renforcer la planification régionale et d'homogénéiser les outils</p>	<p>A la lumière des conclusions du débat sur la transition énergétique, l'ensemble des SRCAE sera actualisé avant le 31 décembre 2015 en intégrant les dispositions ci-après :</p> <p>Volet énergie du SRCAE : l'engagement européen et international français en matière d'objectifs des énergies renouvelables sera décliné selon les régions en fonction de leur potentiel exploitable et des conditions économiques et technologiques (« Burden sharing » = partage du fardeau)</p> <p>Volet Climat du SRCAE : chaque le suivi annuel du SRCAE année, les Régions produiront un inventaire des émissions de GES de leur territoire selon la méthodologie UNFCCC de l'inventaire national qui fera partie d suivi du SRCAE</p> <p>Volet Qualité de l'air : un PPA sera réalisé pour le 31 décembre 2015 sur le territoire régional qui constituera le volet Air du SRCAE</p> <p>Volet énergie du SRCAE : en matière de développement des énergies renouvelables, les SRCAE devront au minimum</p>	<p>Les Incitation à une participation active des acteurs régionaux dans les SRCAE. , non opposables, pouvaient passer pour un exercice formel</p> <p>La 2^e génération de SRCAE sera plus opérationnelle et constituera la version enfin aboutie du concept de SRCAE.</p> <p>Construire des consensus régionaux</p> <p>Les inventaires GES régionaux constitueront un indicateur de la politique régionale en matière de développement durable</p> <p>Valorisation de techniques déjà opérationnelles (Il n'y aura pas de charge supplémentaire pour les bilans des GES, qui sont en général déjà faits : il s'agit d'uniformiser des modes de comptabilisation des émissions de GES, suivi de la qualité de l'air) de manière homogène avec l'inventaire national (pour les émissions induites ou autres l'obligation de bilan GES du patrimoine des collectivités de plus de 50 000 hab dont les</p>	<p>Travail important</p> <p>Nécessité d'une mobilisation et d'un engagement local importants</p> <p>L'opposabilité peut être mal reçue par les maires</p> <p>Des variantes sont possibles</p> <p>Difficulté pour une région de s'engager sur des volumes alors qu'elle ne maîtrise pas toute la chaîne</p> <p>Travail important</p>	<p>Fin 2012 pour le texte législatif</p>

Constats	Propositions	Avantages	Inconvénients	Calendrier
	<p>respecter dans leurs orientations des volumes compatibles avec les engagements européens et internationaux de la Nation</p> <p>Chaque projet de SRCAE sera soumis à enquête publique (dans les mêmes conditions que les PPA actuels) en vue de son approbation.</p> <p>Envisager la contractualisation État –Région sur les SRCAE, pour engager les collectivités locales et les services de l'État sur des objectifs quantitatifs et éventuellement des enveloppes financières</p>	<p>régions et EP>250 et entreprises >500 salariés existe déjà)</p> <p>Chacun des volets décrits ci-contre est la déclinaison régionale d'un engagement national (pour l'air il s'agit de respecter les normes de concentration européennes en matière de polluants atmosphériques)</p> <p>Définir d'un coup pour une région la planification spatiale</p> <p>Bonne présomption de remplir les obligations européennes et internationales (à 2020 et ultérieurement).</p> <p>Cette recommandation s'inscrirait en cohérence avec l'esprit du rapport ARF de juillet sur la future étape de décentralisation ; les recommandations ne comprennent volontairement aucune disposition qui remettrait en cause règles de subsidiarité entre CL.</p> <p>Le contexte est plutôt propice à une mise en œuvre très rapide de ces dispositions</p>		
Besoin d'adhésion des élus locaux au développement de l'éolien contre les élus locaux, ni sans eux : il y a lieu de construire des alliances avec les communes et les EPCI	Confier au maire la délivrance des permis de construire des éoliennes lorsque des zones d'accueil des éoliennes auront été définies dans le SCOT ou dans le PLU communal	Acceptation plus légitime si la décision est locale	Risque de réticences de certains maires	Printemps 2013
Europe et recherche : insuffisance d'action mutualisée entre acteurs européens du photovoltaïque promouvoir des ruptures technologiques (ex : PV couches minces, stockage de l'électricité, éolien flottant...) et fédérer les industriels dans un contexte de concentration industrielle au plan international (PV silicium) et de technologies très capitalistiques, un engagement en R&D dans des technologies alternatives ne peut avoir de chances en Europe que par une action mutualisée entre acteurs européens	<p>Promouvoir des ruptures technologiques (ex : PV couches minces, stockage de l'électricité,...) dans un contexte de concentration industrielle au plan international (PV silicium) et de technologies très capitalistiques</p> <p>Lancer à l'occasion des 50 ans du traité de l'Elysée (22 janvier 2013) dans le cadre de programmes conjoints franco-allemand de grands projets de recherche et innovation sur le solaire sur des priorités partagées (PV à concentration, couches minces, stockage de l'énergie aux diverses échelles,..)But : (fédérer les industriels qui devront également apporter des fonds). Les fonds publics européens pourraient être abondés par le programme de relance de la croissance, doté de 120 G€</p>	<p>Augmente la puissance de recherche</p> <p>Susceptible de fédérer les industriels</p> <p>Utilisation possible des fonds du programme de relance de la croissance (120 G€)</p> <p>Exploiter les atouts français sur l'électrochimie et le stockage d'énergie</p> <p>Variante : agence franco-allemande ou limitée à un nombre restreint de pays</p>	<p>Lourdeur des discussions entre Etats européennes</p> <p>Sujet lourd nécessitant des investissements conséquents</p>	2013-2015

Constats	Propositions	Avantages	Inconvénients	Calendrier
	récemment décidé par le Conseil Européen			
En matière d'Préparer demain dans éolien, les entreprises françaises en capacité à exporteront plusieurs niches compétitives et exportatrices, qui doivent être renforcées afin de mettre	Encourager la mise sur pied d'un IEED spécifiquement « éolien ». Encourager les « grappes » d'entreprises sur un plan régional et les fédérer à l'échelle nationale. Inciter les acteurs français à faire valoriser la recherche en priorité par des entreprises françaises. Continuer à financer la preuve du concept (prototypes...) notamment via les Appels à Manifestation d'Intérêt du Programme d'Investissement d'Avenir		Bien cibler les thèmes de recherche : éolien terrestre ? offshore flottant ?	
Les DOM, laboratoire pour l'export	Mettre en place d'urgence un tarif de rachat adapté dans les DOM pour l'éolien avec stockage et prévision. Préparer un appel d'offres sur les pales transparentes aux radars	Ce tarif peut être égal au prix du marché dans les DOM [cf. cas de Vergnet] Intérêt de la garantie de puissance pour la gestion de l'intermittence	L'augmentation de la puissance éolienne dans les DOM peut compliquer la gestion du réseau	Automne 2012
EMPLOI éolien et PV Le secteur éolien représente en France environ 10 000 emplois (Source SER) essentiellement dans l'aval. En Allemagne le secteur emploie 60 000 personnes, mais sur une plus grande partie de la chaîne. Le secteur Photovoltaïque représentait 24 000 emplois en 2011 dont 18 000 liés à l'investissement. (Source SER)	Investir dans les compétences dans une logique de nombre ([Bac-Bac+2] et non d'« élite ». Identifier dans chacune des filières (éolien et photovoltaïque) les « nouveaux métiers » ou les métiers existants à développer dans le créneau de compétences [Bac Bac+2]. Bâtir avec les fédérations professionnelles et l'Éducation Nationale les référentiels de compétence associés. Privilégier les formations et compétences éventuellement transposables dans d'autres secteurs.	Créer des nombres significatifs d'emploi (et préparer le vivier des emplois de demain) Améliorer la qualité des prestations Emplois pour l'essentiel locaux Il ne s'agit pas d'orienter des candidats vers des « impasses » mais de recomposer et agencer des blocs de compétences déjà présents dans les métiers d'aujourd'hui pour créer les métiers de demain prend du temps	Le coût CSPE est particulièrement élevé au regard des emplois créés en France (de l'ordre de 30 000 à 50 000 €. / emploi / an pour le PV, moins pour l'éolien)	2013-2014
Une des raisons qui freinent le développement du PV intégré au bâti est la crainte des malfaçons (durée de vie écourtée, problèmes d'étanchéité...)	Promouvoir et garantir la fiabilité des installations PV dans le résidentiel par des normes et des garanties financières des assureurs	Des initiatives sont en cours et donnent leurs premiers résultats	Difficulté pour certaines petites PME d'apporter les garanties (par exemple garantie décennale du photovoltaïque intégré au bâti), vicennale pour la garantie de production.	2012-2013
Le marché du résidentiel diffus génère une activité locale auprès d'une demande solvable moins sensible au retour sur investissement et qui contribuera à une rénovation thermique intelligente du bâti. L'écoconditionnalité et la simulation pour éviter d'équiper des « épaves thermiques » sont de puissants régulateurs pour limiter les effets d'aubaine.	Eco PTZ : réintroduire les panneaux photovoltaïques dans les bouquets de travaux prévus à l'éligibilité au prêt éco-PTZ sous conditions suivantes : - professionnalisation (attestation de qualification du maître d'oeuvre pour l'installation des équipements) - écoconditionnalité (vérification que l'appréciation de la pertinence du projet a un sens par rapport au bâtiment considéré, par simulation par	Pousse à des « bouquets de travaux » rationnels. Des modules de formation FEEBat sont désormais dispensés dans de très nombreux centres de formation agréés en France Des moteurs de calcul permettant d'opérer des simulations avant après travaux (bouquet optimal de travaux, impact sur facture électricité et chauffage) sont désormais	Le succès de l'éco-PTZ s'est révélé limité jusqu'à maintenant	Automne 2012

Constats	Propositions	Avantages	Inconvénients	Calendrier
	un logiciel reconnu)	disponibles. Les EIE sont de qualité très inégale : le fait de les impliquer est une manière de leur mettre les projecteurs et les mettre à l'épreuve		
Photovoltaïque et bâtiment : Dans l'ancien (le plus gros gisement), l'intégration au bâti pose souvent des problèmes, alors qu'il en pose moins dans le neuf. Le tarif de rachat bonifié pour les installations intégrées au bâti constitue un effet d'aubaine injustifié pour la construction neuve.	Ne plus moduler les aides (aujourd'hui les tarifs de rachat) en fonction de l'intégration au bâti	Simplification Mise à égalité du neuf et de l'ancien Fin de l'illusion que la France exportera mieux des solutions intégrées au bâti si les aides en France sont très importantes	Fin d'un avantage (minime) pour les constructeurs	Automne 2012 – Printemps 2013
La réglementation RT 2020 et les « bâtiments à énergie positive » poseront la question de l'énergie PV à une échelle importante (plusieurs centaines de MW par an)	Dans les travaux sur la RT 2020, s'inscrire dans une logique de résultats (incluant des éléments de gestion de l'intermittence) plutôt que par dispositions techniques obligatoires			2013 – 2020
L'accroissement des productions intermittentes fait peser à terme un risque sur la stabilité du réseau.	Etudier toutes les possibilités offertes par le stockage et l'effacement, en prenant appui sur les expériences disponibles dans les zones non interconnectées	Assurer la stabilité du réseau tout en développant l'éolien et le PV		2012/2013
Certains schémas éoliens approuvés (Bourgogne par exemple) délimitent précisément les zones acceptables au regard des contraintes de toutes natures qui s'opposent à la construction d'éoliennes	Dans les schémas éoliens de la seconde génération des SRCAE (31 décembre 2015), définir avec une meilleure résolution la cartographie des contraintes au développement de l'éolien	Partager une vision du « gisement » éolien réellement disponible, permettant de meilleures anticipations des acteurs	Travail important, suppose une connaissance complète du territoire (y compris biodiversité et paysages)	2013/2015

