La politique de développement des énergies renouvelables

Rapport public thématique

Sommaire

DÉLIBÉRÉ 9

INTRODUCTION 11

CHAPITRE I - LES ÉNERGIES RENOUVELABLES PROGRESSENT SANS ATTEINDRE LES OBJECTIFS FIXÉS 15

III - La place des énergies renouvelables dans le contexte énergétique français 16
A - Présentation générale 16
B - La chaleur renouvelable 19
C - L'électricité renouvelable 22

IV - Des objectifs ambitieux 26
A - Un engagement fort de l'Union européenne 26
B - La France est un des pays européens les plus actifs 28

V - Des résultats tangibles mais insuffisants à terme 32
A - La France est encore bien placée 32
B - Des objectifs encore éloignés 35

CHAPITRE II - UNE CONJONCTION DE DIFFICULTÉS 39

I - Des coûts de production élevés 39
A - La méthodologie de calcul des coûts 40
B - Des coûts de production très disparates 41

II - Un système de soutien complexe et d'efficacité variable 44
A - Les dispositifs de soutien communs à l'électricité et à la chaleur 44
B - Le dispositif de soutien à la production d'électricité renouvelable 50
C - Les dispositifs de soutien à la production de chaleur renouvelable 53

III - Un cadre juridique instable et contesté 55
A - Des réglementations parfois excessives 56
B - Des réglementations instables 60

C - Un contentieux abondant 61

IV - Une organisation des pouvoirs publics inadaptée 62
A - Des compétences à préciser entre la DGEC et la CRE 63
B - Une expertise insuffisante 63
C - Des défaillances dans la prise de décision 66
D - Un manque de contrôle 69
E - Un rôle mal défini pour les collectivités locales 71

V - De fortes contraintes physiques 73
A - Un réseau à adapter 73
B - Une intermittence à gérer 74
C - Un potentiel parfois limité 81

CHAPITRE III - LE BESOIN DE CHOIX DE LONG TERME SOUTENABLES 85

I - Les coûts financiers pour la collectivité 86
A - Le coût des mesures de soutien 86
B - Le coût de l'intégration aux réseaux électriques 96
C - La France est cependant en meilleure position que ses partenaires européens 98

II - Les impacts socio-économiques 99
A - La déstabilisation du marché électrique 99
B - Des filières industrielles encore fragiles 100
C - Un impact encore modeste sur l'emploi 104

III - Les conditions de la cohérence 106
A - Tenir compte des impacts environnementaux 107
B - Renforcer le rôle du marché de l'électricité 110
C - Adapter les réseaux et la consommation 111

IV - Des arbitrages nécessaires 114
A - Arbitrer entre les filières 114
B - Adapter les dispositifs de soutien 118
C - Arbitrer entre des impératifs d'intérêt général contradictoires 119
D - Mieux intégrer les enjeux économiques 119
E - Investir dans la recherche 120

CONCLUSION GÉNÉRALE 125

RÉCAPITULATIF DES RECOMMANDATIONS 129

ANNEXES 131

Annexe n° 1 : table des sigles 132
Annexe n° 2 : liste des personnalités auditionnées 135
Annexe n° 3 : liste des experts composant le comité d'appui 139
Annexe n° 4 : vocabulaire de l'énergie - national et européen 140
Annexe n° 5 : glossaire « énergies renouvelables» 144
Annexe n° 6 : les différentes filières 148
Annexe n° 7 : liste des dispositifs incitatifs pour le développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité et de chaleur . 167
Annexe n° 8 : les méthodes de calcul des coûts de production 171
Annexe n° 9 : coûts de production des énergies renouvelables 174
Annexe n° 10 : les dépenses de recherche et développement par filières 178
Annexe n° 11 : coût public d'abattement des productions d'électricité renouvelable et valeur tutélaire du carbone 180
Annexe n° 13 : les certificats verts et les primes additionnelles aux tarifs, les exemples anglais et espagnol 184
Annexe n° 14 : les énergies renouvelables dans plusieurs pays de l'Union européenne 186

RÉPONSES DES ADMINISTRATIONS ET DES ORGANISMES CONCERNÉS 199

Les rapports publics de la Cour des comptes

- élaboration et publication -

La Cour publie, chaque année, un rapport public annuel et des rapports publics thématiques.

Le présent rapport est un rapport public thématique.

Les rapports publics de la Cour s'appuient sur les contrôles et les enquêtes conduits par la Cour des comptes ou les chambres régionales des comptes et, pour certains, conjointement entre la Cour et les chambres régionales ou entre les chambres. En tant que de besoin, il est fait appel au concours d'experts extérieurs, et des consultations et des auditions sont organisées pour bénéficier d'éclairages larges et variés.

Au sein de la Cour, ces travaux et leurs suites, notamment la préparation des projets de texte destinés à un rapport public, sont réalisés par l'une des sept chambres que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour des comptes, ainsi que des chambres régionales des comptes, et donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L**'indépendance** institutionnelle des juridictions financières et statutaire de leurs membres garantit que les contrôles effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation.

La **contradiction** implique que toutes les constatations et appréciations ressortant d'un contrôle ou d'une enquête, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

La publication d'un rapport public est nécessairement précédée par la communication du projet de texte que la Cour se propose de publier aux ministres et aux responsables des organismes concernés, ainsi qu'aux autres personnes morales ou physiques directement intéressées. Dans le rapport publié, leurs réponses accompagnent toujours le texte de la Cour.

La **collégialité** intervient pour conclure les principales étapes des procédures de contrôle et de publication.

Tout contrôle ou enquête est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Leur rapport d'instruction, comme leurs projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une chambre ou une autre formation comprenant au moins trois magistrats, dont l'un assure le rôle de contre-rapporteur, chargé notamment de veiller à la qualité des contrôles. Il en va de même pour les projets de rapport public.

Le contenu des projets de rapport public est défini, et leur élaboration est suivie, par le comité du rapport public et des programmes, constitué du premier président, du procureur général et des présidents de chambre de la Cour, dont l'un exerce la fonction de rapporteur général.

Enfin, les projets de rapport public sont soumis, pour adoption, à la chambre du conseil où siègent en formation plénière ou ordinaire, sous la présidence du premier président et en présence du procureur général, les présidents de chambre de la Cour, les conseillers maîtres et les conseillers maîtres en service extraordinaire.

Ne prennent pas part aux délibérations des formations collégiales, quelles qu'elles soient, les magistrats tenus de s'abstenir en raison des fonctions qu'ils exercent ou ont exercées, ou pour tout autre motif déontologique.

*

Les rapports publics de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour des comptes et des chambres régionales et territoriales des comptes : www.ccomptes.fr. Ils sont diffusés par ***La documentation Française***.

Délibéré

La Cour des comptes, délibérant en chambre du conseil réunie en formation ordinaire, a adopté le présent rapport intitulé *La politique de développement des énergies renouvelables*.

Le rapport a été arrêté au vu du projet communiqué au préalable aux administrations et aux organismes concernés et des réponses adressées en retour à la Cour.

Les réponses sont publiées à la suite du rapport. Elles engagent la seule responsabilité de leurs auteurs.

Ont participé au délibéré : M. Migaud, Premier président, MM. Bayle, Bertrand, Mme Froment-Meurice, MM. Durrleman, Lévy, Lefas, Briet, Mme Ratte, présidents de chambre, MM. Babusiaux, Descheemaeker, Hespel, présidents de chambre maintenus en activité, MM. Devaux, Ganser, Cazala, Braunstein, Mmes Saliou (Françoise), Darragon, MM. Bonin, Vachia, Vivet, Ténier, Mme Froment-Védrine, MM. Ravier, Sépulchre, Mmes Malgorn, Vergnet, Latare, Pittet, MM. Cahuzac, Dors, Ortiz, Cotis, conseillers maîtres.

Ont été entendus :

- en sa présentation, M. Levy, président de la chambre chargée des travaux sur lesquels le rapport est fondé et de la préparation du projet de rapport ;

- en son rapport, M. Bertrand**,** rapporteur du projet devant la chambre du conseil, assisté de MM. Babeau et Tronco, conseillers référendaires, rapporteurs devant la chambre chargée de le préparer, et de M. Paul, conseiller maître, contre-rapporteur devant cette même chambre ;

- en ses conclusions, sans avoir pris part au délibéré, M. Johanet, Procureur général.

***

M. Gérard Terrien, secrétaire général, assurait le secrétariat de la chambre du conseil.

Fait à la Cour, le 23 juillet 2013.

Le projet de rapport soumis à la chambre du conseil a été préparé, puis délibéré le 13 mars 2013, par la deuxième chambre, présidée par M. Levy, président de chambre, et composée de MM. Descheemaeker, président de chambre, Devaux, de Gaulle, Vialla, Mousson, Monteils, Colcombet, conseillers maîtres, et Gros, conseiller maître en service extraordinaire, ainsi que, en tant que rapporteurs, MM. Babeau, Tronco, conseillers référendaires, et Lafon, rapporteur extérieur, et, en tant que contre-rapporteur, M. Paul, conseiller maître.

Ont contribué aux travaux en tant que rapporteurs des différentes enquêtes sur lesquelles la synthèse s'est appuyée, Mme Pappalardo, MM. Cossin, de Gaulle, Vialla, conseillers maîtres, Fourrier, Imbert, conseillers référendaires, Picard, auditeur, Mme Baille, MM. Jannin, Lafon, Pinon et Mme Puig, rapporteurs extérieurs

Le projet de rapport a été examiné et approuvé, le 4 juin 2013, par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de MM. Migaud, Premier président, Bayle, Bertrand, rapporteur général du comité, Mme Froment-Meurice, MM. Durrleman, Levy, Lefas, Briet et Mme Ratte, présidents de chambre, et M. Johanet, procureur général, entendu en ses avis.

Introduction

I - Objet du rapport

Le marché de l'énergie connaît depuis deux ans des évolutions profondes : l'irruption des hydrocarbures non conventionnels, l'aggravation de la crise économique et l'accident de Fukushima bouleversent la donne. La politique énergétique française se situe donc en pleine transition. Historiquement dotée d'une énergie moins carbonée et d'une électricité moins chère que la plupart des autres grandes puissances industrielles, notamment en raison de son parc nucléaire, la France s'est fixé dès la fin des années 90 l'objectif de réduire ses émissions de gaz à effet de serre et d'augmenter la part d'énergie renouvelable.

Elle a fait le choix d'objectifs plus ambitieux que la grande majorité des pays européens et a engagé une politique volontariste. Sa mise en œuvre a conduit à augmenter la part des énergies renouvelables dans le *mix* ou « bouquet » énergétique français à un niveau qui reste encore, à ce jour, limité par rapport à l'ensemble des énergies consommées en France. En 2011, sur une consommation totale d'énergie primaire de 266,4 Mtep[1], la consommation d'énergies renouvelables n'en représentait en effet que 7,4 %. S'agissant plus spécifiquement de l'électricité, sur une production totale de 543 TWh, les sources renouvelables en ont représenté 13 %, soit 70,4 TWh[2].

Le contexte dans lequel cette politique intervient a cependant changé. Les contraintes sur les finances publiques se sont alourdies, la volonté des grandes puissances de lutter contre le changement climatique s'émousse. Enfin, la baisse annoncée de la part du nucléaire dans la production d'électricité de 78,5 % en 2011 à 50 % en 2025 implique logiquement plus d'efficacité énergétique et un surcroît d'énergies renouvelables.

L'enquête menée par la Cour sur la politique de développement des énergies renouvelables s'inscrit dans ce cadre. La Cour a entrepris une série de contrôles qui ont notamment abouti, en 2012, à la publication de deux rapports thématiques relatifs, d'une part, à « la politique d'aide aux biocarburants » qui constituent une des formes d'utilisation d'une énergie renouvelable, la biomasse et, d'autre part, aux coûts de la filière électronucléaire. Elle a également, en 2012, contribué à l'information de

[1] Millions de tonnes équivalent pétrole (voir glossaire, annexe n° 5).
[2] Production nette d'électricité-Bilan électrique 2012 de RTE.

la commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité en actualisant les propres travaux de la Cour relatifs à la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Le présent rapport intervient au moment où vient de s'achever le débat sur la transition énergétique qu'avait lancé le Gouvernement et où va être préparé un projet de loi sur ce sujet. La Cour a souhaité, dans les domaines de sa compétence, apporter sa contribution en mettant en évidence que les objectifs de la France pour 2020 en matière d'énergies renouvelables seront difficiles à atteindre (chapitre I) et en identifiant les difficultés rencontrées (chapitre II). Elle en déduit des propositions d'ajustements et d'arbitrage (chapitre III).

II - Présentation des énergies renouvelables

A - Les filières

Aux termes de la directive européenne de 2009, les énergies renouvelables sont produites à partir de sources non fossiles renouvelables. Elles peuvent servir à la production d'électricité et/ou de chaleur (biomasse, biogaz, pompes à chaleur aérothermique et géothermique, énergies solaire et géothermique) ou seulement à la production d'électricité (énergies éolienne, hydraulique, marémotrice/houlomotrice[3]).

En 2011, la production de chaleur représentait 59,4 % de la production totale d'énergie renouvelable[4] en France devant la production d'électricité (40,6 %). Ces proportions ne devraient pas évoluer de façon significative à l'horizon 2020. En revanche, pour la totalité des énergies renouvelables (électricité + chaleur), la part de l'éolien passerait de 6,2 % à 15,2 % entre 2011 et 2020 et celle de l'hydroélectricité baisserait de 30,2 % à 16,9 %.

B - Les acteurs

La politique publique en faveur des énergies renouvelables relève, à titre principal, du ministre chargé de l'énergie, mais aussi des ministres chargés de l'économie, du redressement productif et de la recherche. L'administration principalement concernée est la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), placée sous l'autorité du ministre chargé

[3] Leurs principales caractéristiques sont précisées en annexe n° 6.
[4] Hors biocarburants.

de l'énergie. De nombreux volets de cette politique dépendent aussi d'opérateurs publics particulièrement impliqués. Ainsi, l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) soutient directement les investissements et la recherche dans des installations de production de chaleur renouvelable. La Commission de régulation de l'énergie intervient dans les procédures de soutien et le Commissariat général au développement durable réalise, avec son service de l'observation et des statistiques (SOeS), la mesure des capacités et des productions d'énergies renouvelables.

S'agissant des acteurs industriels, hormis l'électricité hydraulique, pour laquelle EDF et GDF-Suez exploitent plus de 90 % de la puissance installée, les producteurs d'électricité ou de chaleur à base d'énergies renouvelables sont des sociétés de droit privé de toutes tailles mais aussi de simples particuliers, propriétaires d'installations individuelles, notamment photovoltaïques. Il en résulte un paysage fragmenté, particulièrement diversifié et pas toujours structuré. Pour la seule région Haute-Normandie, par exemple, pas moins de cinquante-neuf sociétés de droit privé exploitent les parcs éoliens existants.

Enfin, les programmes publics de recherche sont, pour l'essentiel, portés par des opérateurs publics, auxquels des acteurs privés peuvent s'associer. Le premier groupe d'opérateurs est composé d'OSEO et des agences qui distribuent des subventions ou aides diverses, l'Agence nationale de la recherche (ANR), l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). Le second groupe est composé d'établissements publics dont l'activité de recherche est entièrement consacrée à l'énergie, Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), Institut français du pétrole – énergies nouvelles (IFPEN), Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), ou en partie (Centre national de la recherche scientifique (CNRS), Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture (IRSTEA), Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (IFREMER), Institut national de la recherche agronomique (INRA), Institut français des sciences et technologies des transports, de l'aménagement et des réseaux (IFSTTAR), bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) et Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB).

Précisions méthodologiques

L'enquête porte uniquement sur le soutien aux énergies renouvelables et exclut les mesures en faveur de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie ainsi que l'aide aux biocarburants qui a fait l'objet d'un rapport public thématique de la Cour en 2012. Compte tenu de la diversité des sujets à traiter, le rapport constitue une synthèse d'une série de contrôles que la Cour a menés en 2012 auprès des principaux acteurs publics concernés.

La référence officielle de mesure des objectifs français dans le cadre européen est la part des sources d'énergies renouvelables dans la « consommation finale brute » d'énergie. Il serait toutefois plus juste de parler de production en raison de la méthodologie retenue officiellement[5]. Afin de faciliter la lecture du rapport, l'expression « production » sera retenue en lieu et place de « consommation finale brute » d'électricité et/ou de chaleur renouvelables et la « part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute totale d'énergie » sera désignée par l'expression « proportion des énergies renouvelables ».

Un comité d'appui, composé d'experts dont la liste figure en annexe 3, a été constitué afin d'éclairer, sur le plan technique, les travaux de la Cour.

Sur un certain nombre de points, en raison de leur complexité, des précisions méthodologiques ou techniques sont données en annexes. Elles approfondissent notamment les développements concernant les différentes filières, la méthodologie de calcul des coûts et les éléments de comparaison internationale.

[5] La description détaillée des notions et conventions retenues est présentée en annexe n° 4. Et d'ailleurs, le plan d'action nationale retient le terme « production brute d'électricité » pour évoquer la consommation finale brute d'électricité.

Chapitre I

Les énergies renouvelables progressent sans atteindre les objectifs fixés

L'intérêt de la France pour le développement des énergies renouvelables n'est pas nouveau. Certaines initiatives ont été prises dans les années 1960, comme par exemple, les réalisations de l'usine marémotrice de La Rance et du four solaire d'Odeillo. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 ont poussé à la définition d'une politique plus globale, notamment dans les domaines de l'énergie solaire et de la géothermie, avec la création du comité de géothermie en 1974, du Commissariat à l'énergie solaire (COMES) en 1978[6] et de la mission nationale pour la valorisation de la chaleur. Dans ce contexte, plusieurs études de faisabilité, de programmes de recherche et de construction d'installations expérimentales ont été conduites.

C'est en 2005 qu'une véritable politique a été mise en place dans le cadre d'engagements internationaux et européens forts en matière de réduction des gaz à effet de serre. Cette politique a permis aux énergies renouvelables de s'intégrer dans le *mix* énergétique français, à un niveau qui reste cependant limité aujourd'hui. À moyen terme, leur place

[6] Établissement public industriel et commercial doté d'un conseil scientifique, le COMES était chargé de la conception, animation et coordination de l'ensemble des initiatives concernant l'énergie solaire, dans tous les domaines (recherche, développement, industrialisation en particulier). En 1982, le COMES a fusionné avec l'agence pour les économies d'énergie, le comité géothermie et la mission nationale pour la valorisation de la chaleur, pour finalement devenir l'ADEME en 1992.

pourrait être plus importante si les objectifs fixés par la France sont atteints, mais ces derniers paraissent, aujourd'hui, encore éloignés.

III - La place des énergies renouvelables dans le contexte énergétique français

A - Présentation générale

La consommation française d'énergie est caractérisée depuis les années 1970 par la prédominance de l'électricité nucléaire et du pétrole comme le montre le tableau suivant.

Tableau n° 1 : consommation primaire d'énergies en France en 2011 par filières

	Filières	Mtep	%
Énergies fossiles et nucléaires	Charbon	9,8	3,7 %
	Pétrole	82,6	31,0 %
	Gaz naturel	40	15,0 %
	Electricité non renouvelable (essentiellement nucléaire)	111,7	41,9 %
	Déchets non renouvelables	1,3	0,5 %
	Sous total énergies fossiles et nucléaires	**245,4**	**92,1 %**
Énergies renouvelables	Energie hydraulique	3,92	1,5 %
	Bois énergie	8,87	3,3 %
	Pompes à chaleur	1,30	0,5 %
	Energie éolienne	1,05	0,4 %
	Energie solaire thermique et photovoltaïque	0,23	0,1 %
	Géothermie	0,09	0,03 %
	Biogaz	0,35	0,1 %
	Biocarburants	2,05	0,8 %
	(Import-Export biocarburants)	0,37	0,1 %
	Déchets urbains renouvelables	1,25	0,5 %
	Résidus agricoles	0,35	0,1 %
	Corrections climatiques	1,18	0,4 %
	Sous total énergies renouvelables	**21,01**	**7,9%**
	Total	**266,41**	

Source : Cour des comptes- Données Commissariat général au développement durable / Service de l'observation et des statistiques (CGDD/SOeS)- « Chiffres clés de l'énergie- Edition 2013 »

Les filières d'énergies renouvelables arrivent loin derrière ces sources d'énergie puisqu'elles ne représentaient, en 2011, que 7,9 % de la consommation d'énergie primaire en France, alors que les seules énergies fossiles en représentaient 49,7 % et l'électricité nucléaire environ 42 %.

Ainsi, malgré le bois consommé à des fins énergétiques et l'électricité hydraulique, dont les parts ne sont pas négligeables au sein des filières renouvelables, ces dernières sont encore marginales.

Par ailleurs, la consommation française se caractérise aussi, pour sa part électrique, par un faible taux d'émission de CO_2. En effet, les productions nucléaire et hydraulique, peu émettrices, sont depuis longtemps très largement majoritaires en France[7] qui dispose ainsi historiquement d'une énergie électrique peu carbonée[8].

Tableau n° 2 : production nette d'électricité en France en 2011 et 2012 par filières

Bilan énergétique France	2012 (TWh)	2011 (TWh)	Variation 2012/2011	Part dans la production 2012	Emissions de CO_2 2012 (millions de tonnes)
Production nette	541,4	543,0	-0,3%	100%	29,5
Nucléaire	404,9	421,1	-3,8%	74,8%	0,0
Thermique à combustible fossile	47,9	51,5	-7,0%	8,8%	26,4
dont charbon	*18,1*	*13,4*	*35,1%*	*3,3%*	*17,4*
fioul	*6,6*	*7,6*	*-13,2%*	*1,2%*	*2,3*
gaz	*23,2*	*30,5*	*-23,7%*	*4,3%*	*6,7*
Hydraulique	63,8	50,3	26,8%	11,8%	0,0
Eolien	14,9	12,1	23,1%	2,8%	0,0
Photovoltaïque	4,0	2,4	66,7%	0,7%	0,0
Autres sources d'énergies renouvelables	5,9	5,6	5,4%	1,1%	3,1

Source : RTE-Bilan électrique 2012

Cette spécificité permet à la France de se classer parmi les pays industrialisés les moins émetteurs en gaz à effet de serre (GES), tant en termes d'émissions par habitant que d'émissions par unité de PIB.

Au niveau mondial, la France représente 1,1 % des émissions de gaz à effet de serre (GES), alors qu'elle contribue pour 5,5 % au PIB mondial[9].

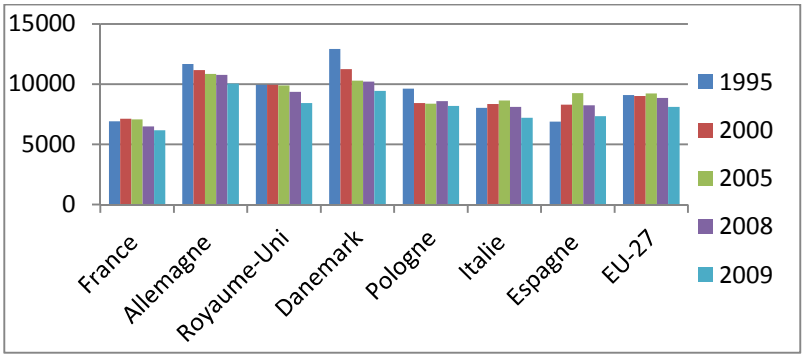
En ce qui concerne les seules émissions de CO_2, principal gaz à effet de serre, la France se situe dans les pays les moins émetteurs en Europe, en-dessous de la moyenne.

[7] Sur les dix dernières années, les centrales recourant à ces sources d'énergie produisent respectivement environ 78 % et 12 % de l'électricité française.

[8] En 2012, la part de la production d'électricité à partir de sources fossiles n'est que de 8,8 %. En 2010, cette proportion était de 10 % pour la France et de 51,5 % pour l'Union européenne des 27 (26 % pour le charbon et 22,9 % pour le gaz). À titre d'illustration, une centrale à charbon produit jusqu'à 500 fois plus de CO_2 qu'une centrale nucléaire.

[9] Source : Enerdata, 2011, cité dans le rapport « énergies 2050 ».

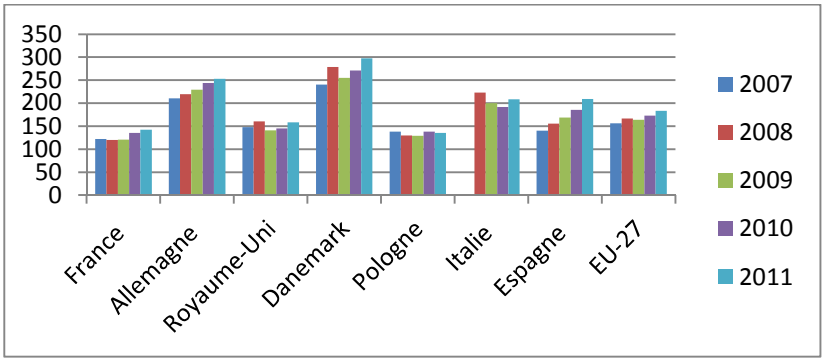
Graphique n° 1 : émissions de CO_2 par habitant en Europe (kg CO_2/habitant)



Source : EU Energy in figures, 2012

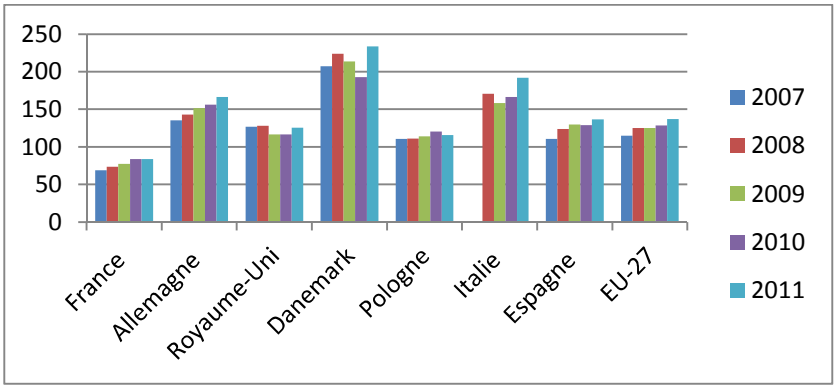
Dans ce cadre, les sources d'énergies renouvelables confortent l'avantage du *mix* électrique français en termes d'émissions de CO_2, dont, par ailleurs, l'autre grand avantage est un prix de l'électricité modéré pour les consommateurs.

Graphique n° 2 : prix de l'électricité pour les ménages en €TTC/MWH dans différents pays européens



Source : EU Energy in figures, 2012

Graphique n° 3 : prix de l'électricité pour les industriels en €TTC/MWH dans différents pays européens



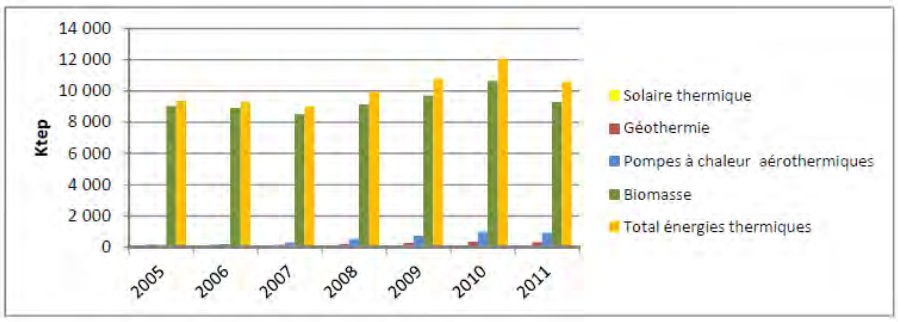
Source : EU Energy in figures, 2012

Le dispositif français actuel procure ainsi aux consommateurs et aux industriels une électricité dont le prix est inférieur à la moyenne de l'Europe des vingt-huit, et qui place la France au premier rang par rapport à ses voisins immédiats.

B - La chaleur renouvelable

Longtemps moins encouragée que l'électricité au niveau européen et français, la production de chaleur constitue néanmoins le premier usage des ressources renouvelables, devant l'électricité. Elle est essentiellement le résultat de l'exploitation de la biomasse, loin devant les autres sources.

Graphique n° 4 : évolution de la production de chaleur renouvelable de 2005 à 2011



Source : Cour des comptes- Données Commissariat général au développement durable / Service de l'observation et des statistiques (CGDD/SOeS)

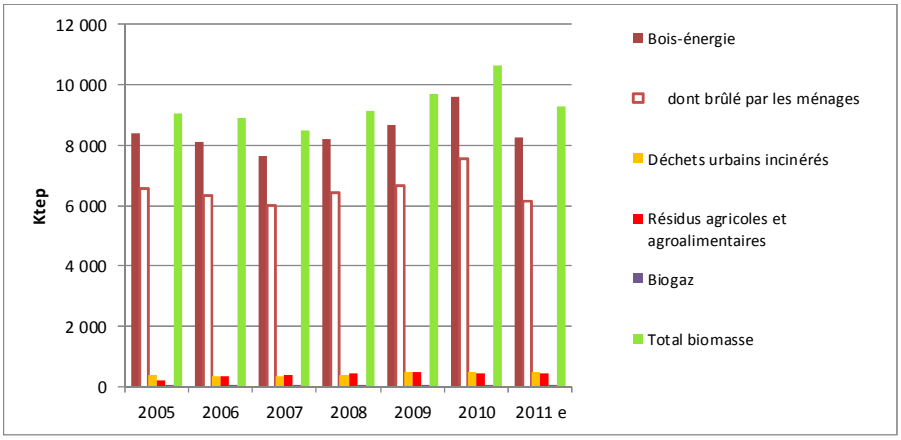
L'évolution de la production de chaleur depuis 2005 n'est pas linéaire. En effet, d'une part, contrairement aux données relatives à l'éolien ou à l'hydraulique qui sont normalisées[10], la production à base de biomasse n'est pas corrigée du climat. Or, lors d'hivers rigoureux comme en 2010, la production de chaleur augmente naturellement, sans pour autant marquer un développement pérenne de cette source d'énergie renouvelable. D'autre part, l'estimation du volume de bois réellement brûlé est approximative.

1 - La biomasse

La biomasse reste la ressource la plus utilisée pour la production de chaleur renouvelable (87,4 %[11]), très loin devant l'énergie solaire thermique, la géothermie et les pompes à chaleur, ou encore le biogaz dont la production reste symbolique.

[10] Selon le vocabulaire officiel retenu, « normaliser » signifie « lisser dans le temps » selon des modalités précisées en annexe n° 4.
[11] Sur une production totale de chaleur de 10,6 Mtep en 2011.

Graphique n° 5 : évolution de la production de chaleur à partir de la biomasse depuis 2005 jusqu'en 2011



Source : Cour des comptes- Données Commissariat général au développement durable / service de l'observation et des statistiques (CGDD –SOeS)

Le bois-énergie est la principale source de la biomasse pour la production de chaleur (8,2 Mtep) et, dans cette catégorie, celui brûlé par les particuliers arrive largement en tête avec 6,1 Mtep en 2011.

2 - Les pompes à chaleur aérothermiques

Les pompes à chaleur aérothermiques, installations essentiellement domestiques, qui participent à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, arrivent au deuxième rang pour la production de chaleur, avec 0,9 Mtep en 2011 et représentent 8,6 % de celle-ci.

3 - La géothermie

La production géothermique représentait, en 2011, 3 % de la production de chaleur renouvelable, loin derrière les autres sources. En effet, seulement 0,32 Mtep ont été produits en recourant essentiellement à des pompes à chaleur pour l'exploitation de la très basse énergie[12]. Le

[12] Les pompes à chaleur géothermiques représentent avec 0,23 Mtep, 71,8 % de la production de chaleur géothermique en 2011. On peut estimer à 5 % le nombre de résidences individuelles neuves équipées de pompes à chaleur géothermiques et à moins de 1 % celui des immeubles collectifs et tertiaires.

solde de la production a été réalisé par des installations exploitant l'eau chaude présente en grande profondeur[13].

4 - L'énergie solaire thermique.

L'énergie solaire thermique est marginale, à l'instar de la géothermie. Elle ne représentait que 0,9 % de la production de chaleur renouvelable en 2011, avec 96 Ktep. Cette filière, dont l'avenir reste considéré par l'État comme prometteur, peine néanmoins à se développer. Les ventes de panneaux solaires thermiques ont baissé de 2008 à 2011, passant de 310 000 m^2 à 250 000 m^2.

C - L'électricité renouvelable

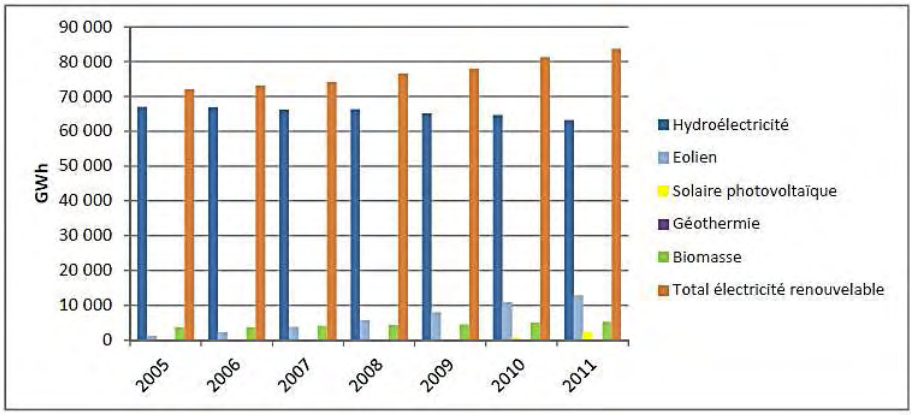
La production électrique renouvelable est à la hausse depuis 2005 et atteint 84 TWh[14] en 2011. Elle reste caractérisée par la place prépondérante de l'hydroélectricité, même si l'énergie éolienne progresse régulièrement. En revanche, la production à base de biomasse évolue dans de moindres proportions, alors que la production photovoltaïque a fortement augmenté à partir de 2009 sans toutefois atteindre un niveau qui la rende significative dans le *mix* énergétique renouvelable français. La production électrique géothermique reste pour sa part extrêmement faible[15].

[13] La production a été limitée à 94 Ktep en 2011. La principale activité réside aujourd'hui dans la rénovation des installations existantes (nouveaux forages, extensions) avec seulement trois à cinq opérations nouvelles par an. Par ailleurs, les réseaux de chaleur associés à la géothermie profonde représentent environ le 5ème de la puissance installée des pompes à chaleur géothermique en 2011. Généralement liée à la présence de nappes souterraines, cette technologie a surtout été développée en Île-de-France en raison de la présence de la nappe Le Dogger, située entre 1500 et 2000 mètres de profondeur, qui atteint des températures de 65 et 85 °C.

[14] Production normalisée, c'est-à-dire lissée sur les quinze dernières années pour l'électricité hydraulique et les cinq dernières pour l'électricité éolienne.

[15] 56 GWh en 2011.

Graphique n° 6 : évolution de la production d'électricité renouvelable de 2005 à 2011



Source : Cour des comptes- Données Commissariat général au développement durable /Sservice de l'observation et des statistiques (CGDD/SOeS)

1 - L'hydroélectricité

L'hydroélectricité, première source d'électricité renouvelable en France (75,6 % en 2011), représente environ 30 % de la production d'énergie renouvelable hors biocarburants[16]. La puissance installée a très faiblement progressé depuis 1990 (2 %) et atteint 25,5 GW. Avec une production équivalente à celle de neuf réacteurs nucléaires[17], elle est la deuxième source d'électricité (12 %) après l'énergie nucléaire.

La production hydroélectrique dispose de précieux atouts. Elle peut être plus flexible que les autres et peut être modulée précisément et en temps réel pour répondre aux pointes de consommation lorsqu'elle est produite par un réservoir de barrage. Les centrales hydroélectriques disposant, en outre, d'une station d'élévation de l'eau par pompage (STEP), peuvent également stocker l'énergie et la restituer à la demande.

[16] En raison des conditions météorologiques, la production hydroélectrique peut fortement fluctuer. Sur près de trente ans, les variations ont ainsi pu atteindre moins 30 % à plus 10 % autour de la valeur moyenne de 66 TWh.

[17] Production nucléaire nette en 2011 (423,5 TWh)/capacité nucléaire installée (63 GW) = 6,7 TWh par GW nucléaire installé. La production annuelle d'hydroélectricité normalisée, c'est-à-dire lissée sur les quinze dernière années au sens de la directive européenne de 2009, est de 63,2 TWh, soit la production équivalente à 9,4 GW nucléaire (63,2 TWh / 6,7 TWh).

2 - L'énergie éolienne

Avec un essor important dès le début des années 2000, la puissance éolienne installée sur terre et en mer atteignait 281 GW dans le monde à fin 2012.

Comparativement, les capacités françaises sont faibles mais leur progression a été significative entre 2005 et 2012, passant de 0,87 GW à 7,5 GW, pour 1 127 installations éoliennes terrestres[18]. Avec un facteur de charge[19] moyen de 23 %, ces installations permettent de produire 14,3 TWh[20]. La filière éolienne occupe ainsi la deuxième place (15,3 % en 2011) derrière l'hydraulique pour la production d'électricité renouvelable mais elle représente seulement 2,2 % de la production électrique nationale.

Cependant, l'éolien terrestre dispose encore d'un important potentiel de progression. En effet, d'une part, 504 installations étaient en attente de raccordement au réseau à fin 2012, soit, avec 7,7 GW, une capacité similaire au parc installé et, d'autre part, le potentiel terrestre est aujourd'hui estimé entre 32 à 34 GW[21].

S'agissant de l'énergie éolienne en mer, si le potentiel métropolitain est estimé à 12 GW[22], éoliennes flottantes incluses, aucune éolienne n'est aujourd'hui raccordée au réseau électrique français.

[18] La majorité des éoliennes raccordées au réseau électrique est constituée de parcs d'éoliennes dont la puissance unitaire est de 2 ou 3 MW. 26,6 % des installations raccordées affichent une puissance unitaire inférieure à 36 kW et sont dites de « petit éolien » pour des hauteurs d'installations inférieures à 50 mètres (voire 12 mètres pour l'éolien de proximité).

[19] Le facteur de charge est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie produite par un fonctionnement à la puissance maximale durant la même période (source RTE).

[20] Production normalisée (lissée sur les cinq dernières années) afin de limiter les effets des aléas climatiques. À titre de comparaison, en 2011, l'Allemagne produisait 47 TWh, l'Espagne 42,1 TWh, le Danemark 9,7 TWh et le Royaume-Uni 15,7 TWh.

[21] Source : ADEME, note sur le potentiel éolien (14 septembre 2012). Il s'agit du potentiel éolien réellement exploitable. Il dépend non seulement du vent, mais également des contraintes réglementaires et juridiques, d'intégration au réseau et de l'acceptabilité sociale. Sans ces contraintes, le potentiel terrestre est estimé entre 60 et 70 GW.

[22] Sur 30 à 35 GW ancrés qui pourraient théoriquement être installés selon l'ADEME-Note sur le potentiel éolien (14 septembre 2012). Outre-mer, l'évaluation du potentiel n'a pas fait l'objet d'études publiques. Il pourrait être estimé à 0,4 GW
(Source : Société Vergnet (producteur d'éoliennes)).

L'État a lancé, en juillet 2011, un appel d'offres pour la construction et l'exploitation de cinq parcs d'une puissance totale de 3 GW. Quatre projets ont été retenus pour une puissance prévue de 1,9 GW. Éolien Maritime France (EMF), qui regroupe EDF Énergies Nouvelles (60 %) et Dong Energy Power (40 %), énergéticien danois, à remporté trois zones et propose des éoliennes de forte puissance (6 MW) fournies par Alstom. Le quatrième site est revenu à la société Ailes marines SAS (Iberdrola et Éole-Res) avec des turbines de 5 MW produites par AREVA. En janvier 2013, un deuxième appel d'offres a été engagé pour deux parcs d'une puissance totale de 1 GW, dont celui pour lequel l'appel d'offres précédent avait été déclaré infructueux.

3 - L'électricité à base de biomasse

L'électricité ne constitue pas l'usage prioritaire de la biomasse qui reste très largement utilisée pour la production de chaleur. En effet, lorsque l'électricité est la production principale des installations, leur rendement est inférieur à 40 %. En revanche, si elle est produite en cogénération avec de la chaleur, les rendements sont plus élevés, de l'ordre de 70 %.

Avec 5,2 TWh, dont 1,1 TWh à partir de biogaz fin 2011, la production électrique à base de biomasse a atteint le troisième rang de la production d'électricité renouvelable (6,3 %) derrière l'énergie éolienne et hydraulique.

4 - L'électricité solaire

Depuis 2000 et particulièrement depuis 2009, les moyens de soutien public ont alimenté une progression importante de la puissance photovoltaïque installée, passant de 0,35 GW en 2009 à 4 GW fin 2012. Dans le même temps, la production est passée de 0,22 TWh à 4,4 TWh mais continue de ne représenter qu'une faible part dans la production d'électricité renouvelable (2,7 % en 2011), loin derrière l'hydraulique, l'éolien et la biomasse.

La production photovoltaïque est très éclatée. En effet, 86 % des installations raccordées fin 2012 (281 724) étaient de petites installations, d'une puissance inférieure à 3 kW[23], alors qu'elles ne représentaient que 16 % de la puissance totale installée (645 MW en puissance cumulée).

[23] L'ordre de grandeur de la production d'une unité de 3kW est comparable à celui de la consommation strictement électrique (hors chauffage et eau chaude sanitaire) d'un foyer de quatre personnes.

IV - Des objectifs ambitieux

A - Un engagement fort de l'Union européenne

Les premières avancées en faveur des énergies renouvelables reposent sur une série d'engagements de niveau international. Dès 1986, une résolution du Conseil des communautés européennes[24] invitait les États membres au développement des énergies nouvelles et renouvelables, afin qu'elles puissent jouer un rôle significatif dans le bilan énergétique total, notamment en limitant le recours aux combustibles traditionnels.

Peu de temps après, en écho aux interrogations croissantes sur le réchauffement climatique, le sommet de la Terre de Rio de Janeiro (1992) a adopté une convention-cadre visant à limiter les émissions de gaz à effet de serre. Les États signataires se sont ensuite engagés dans le Protocole de Kyoto, adopté en 1997 et entré en vigueur en février 2005, sur des objectifs contraignants et un calendrier de réduction de leurs émissions.

Dans la même période, une série de résolutions du Conseil de l'Union européenne ont encouragé le développement des énergies renouvelables, en lien avec l'amélioration de l'efficacité énergétique, la réduction des nuisances sur l'environnement, l'indépendance énergétique, mais aussi la croissance économique et l'emploi. Elles se sont traduites en 2001 dans une première directive[25] relative à la promotion de l'électricité de source renouvelable. Dans ce cadre, un objectif de 21 % d'électricité renouvelable dans la consommation finale brute d'électricité avait été fixé de manière indicative à la France à l'horizon 2010[26]. Il correspondait à une proportion de 12 % d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie, toutes sources comprises (chaleur, électricité et transport).

[24] Résolution du 16 septembre 1986 concernant de nouveaux objectifs de politique énergétique communautaires pour 1995 et la convergence des politiques des États membres - 86/C 241/01 et recommandation n° 88/349/CEE du Conseil du 9 juin 1988 concernant le développement de l'exploitation des énergies renouvelables dans la Communauté -Journal officiel n° L 160 du 28/06/1988 p. 0046 – 0048.

[25] Directive n° 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

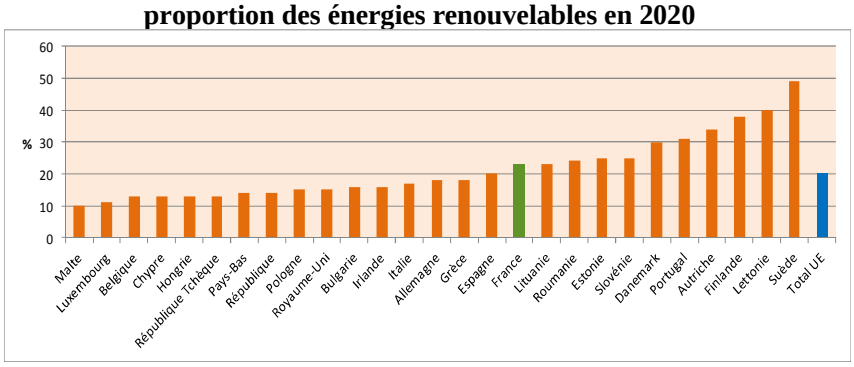
[26] La proportion d'électricité renouvelable s'élevait à 15 % en 1997.

Dès 2004 cependant, la Commission européenne constatait un retard dans l'atteinte de l'objectif. Lors de la préparation du paquet énergie climat, finalement adopté par l'ensemble des institutions européennes début 2009, la proportion d'énergie renouvelable a été portée à 20 % en 2020, au lieu de 12 % en 2010.

Une directive européenne de 2009[27] a ensuite assigné aux États membres des objectifs relatifs à l'ensemble de la production d'énergie de source renouvelable, sans préciser la répartition entre électricité, chaleur et biocarburants. Le Parlement et le Conseil de l'Union européenne considéraient en effet que « les situations de départ, les possibilités de développer l'énergie provenant de sources renouvelables et les bouquets énergétiques différaient d'un État membre à l'autre ». Le choix de répartir l'effort a été laissé aux États membres, pour plus de souplesse.

Nouveauté de la directive, ces objectifs sont contraignants et non plus seulement indicatifs et un nouveau mode de calcul a été adopté. Sur cette base, l'objectif de proportion d'énergies renouvelables de la France s'élève désormais à 23 % à l'horizon 2020, soit un niveau au-dessus de ses voisins européens immédiats.

Graphique n° 7 : objectifs fixés par la directive 2009/28CE de la proportion des énergies renouvelables en 2020



Source : Cour des comptes

[27] Directive n° 2009-28 CE du 23 avril 2009 du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

La Commission européenne a publié[28] son appréciation de l'état d'avancement des énergies renouvelables en Europe en 2012 et de leurs perspectives pour l'après 2020. Elle considère que ces énergies devraient assurer la plus grande part de l'approvisionnement énergétique en 2050 mais qu'en raison de leurs coûts élevés et des obstacles qu'elles rencontrent par rapport aux énergies fossiles, leur croissance pourrait ralentir fortement après 2020 si un encadrement, aussi structurant que la directive de 2009, n'est pas mis en place.

C'est la raison pour laquelle, en avance par rapport au calendrier initialement fixé[29], la Commission a d'ores et déjà engagé les travaux devant aboutir à définir les axes et les moyens de soutenir les énergies renouvelables après 2020. Les options possibles, selon elle, s'articulent autour d'un dosage différent entre soutien aux énergies renouvelables et réduction des émissions de gaz à effet de serre avec, selon les cas, des objectifs contraignants ou non. Elle n'a cependant pas arrêté son choix même si elle exclut de maintenir le *statu quo* actuel[30].

B - La France est un des pays européens les plus actifs

1 - Un engagement inscrit dans la loi

La loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique française, dite loi POPE, adoptée après la directive européenne de 2001, a arrêté plusieurs objectifs afin de maîtriser la demande d'énergie, diversifier le bouquet énergétique français et contribuer ainsi à la sécurité d'approvisionnement et à la lutte contre l'effet de serre.

Dans cette loi, la France se fixait notamment l'objectif de satisfaire, à l'horizon 2010, 10 % de ses besoins énergétiques et 21 % de sa consommation intérieure d'électricité à partir de sources renouvelables,

[28] Communication de la Commission au Parlement Européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au comité des régions n° 271 du 6 juin 2012 « *Énergies renouvelables: un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie* » et le résumé de l'analyse d'impact l'accompagnant n° 163 de la même date et rapport de la Commission aux mêmes destinataires sur les progrès accomplis dans le secteur des énergies renouvelables n° 175 du 27 mars 2013.

[29] La directive de 2009 prévoyait un examen technique de certaines mesures en 2014 et surtout une nouvelle feuille de route sur les énergies renouvelables en 2018.

[30] La Commission européenne a lancé une grande consultation publique sur le « *cadre pour les politiques en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030* », appelé « *Livre vert* » - COM (2013) 169 du 27 mars 2013. Consultation ouverte du 28 mars au 2 juillet 2013.
http://ec.europa.eu/energy/consultations/20130702_green_paper_2030_en.htm

conformément à ses engagements européens, tout en visant une hausse de 50 % de la production de chaleur d'origine renouvelable[31].

Marquant véritablement le début de l'engagement officiel de la France dans une politique déclarée de soutien aux énergies renouvelables, la loi POPE a été suivie par la concertation nationale dite « *Grenelle de l'environnement* » de juillet à novembre 2007. Elle a servi de base à la rédaction des programmations pluriannuelles des investissements de production d'énergie (PPI) qui ont notamment fixé les objectifs à atteindre suivants en matière de développement des énergies renouvelables[32] :

Tableau n° 3 : objectifs de croissance de la production d'énergies renouvelables (plan d'action national 2009-2020)

	2005	Potentiel 2020	Objectifs de croissance en Mtep
Chaleur	9,4	19,7	+ **10,3**
Electricité	6,1	12,7	+ **6,6**
Biocarburants	0,5	4	+ **3,4**
Total			**+ 20,4***

Source : Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables 2009-2020
*L'objectif total attendu est de + 20 Mtep. En application de la directive 2009/28/CE, le gaz, l'électricité et l'hydrogène provenant de sources d'énergies renouvelables sont comptabilisés dans plusieurs secteurs, mais ne sont pris en considération qu'une seule fois dans le total.

La loi de finances pour 2009 et surtout les lois du 3 août 2009 et du 10 juillet 2010[33] ont servi de cadre à la mise en œuvre des orientations du Grenelle de l'environnement. Elles ont ainsi mis au premier rang des priorités françaises la lutte contre le changement climatique avec l'engagement renouvelé de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050.

En outre, conformément aux engagements européens, l'objectif d'améliorer l'efficacité énergétique a été fixé à 20 %. Egalement fixé à 20 % initialement, l'objectif de la part des énergies renouvelables dans la production d'énergie a été porté, lors des débats parlementaires, à 23 % en

[31] S'y ajoutait une priorité accordée aux biocarburants, qui devraient représenter, en 2010, 5,75 % des carburants mis en vente sur le marché national pour le transport.
[32] Ces objectifs sont conditionnés par la réalisation d'une diminution de 38 % de la consommation d'énergie dans les bâtiments résidentiels et tertiaires à l'horizon 2020. Cette économie nécessite 400 000 rénovations lourdes à engager par an de 2013 à 2020 et 9 millions de rénovations intermédiaires.
[33] Respectivement les lois n° 2009-967 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement dite Grenelle I et n° 2010-788 portant engagement national pour l'environnement, dite Grenelle II.

2020[34] pour répondre aux nouvelles modalités de calcul retenues par la Commission européenne. Si la proportion des énergies renouvelables a été augmentée de trois points, les objectifs de production sont restés les mêmes[35]. Dans l'avenir, si le volume de production reste effectivement inchangé, un effort supplémentaire en matière d'efficacité énergétique sera nécessaire.

Enfin, la loi Grenelle I a précisé que l'État devait favoriser le développement de l'ensemble des filières d'énergies renouvelables dans des conditions économiquement et écologiquement soutenables, ce qui, comme la Cour a pu le constater, n'est pas toujours le cas.

Les objectifs du Grenelle de l'environnement ont été confirmés par le Président de la République à l'issue de la conférence environnementale de septembre 2012. Deux principes ont été retenus, l'efficacité et la sobriété énergétiques, d'une part, et la priorité donnée aux énergies renouvelables, d'autre part. Le Président de la République a également annoncé que la part du nucléaire dans la production d'électricité passerait de 78,5 % de la production brute d'électricité en 2012 à 50 % en 2025. Un processus de concertation a ensuite été engagé par le gouvernement et devrait aboutir à un projet de loi de programmation sur la transition énergétique en 2013.

2 - Des objectifs parmi les plus élevés de l'Union européenne

En faisant le choix de porter à 23 % sa proportion d'énergies renouvelables en 2020, la France s'est située parmi les quatre États européens ayant les efforts les plus importants à accomplir.

[34] L'objectif de 23 % a été réparti entre chaleur et refroidissement (33 %), électricité (27 %), et transport (10,5 %) dans le plan national en faveur des énergies renouvelables, pris en application de l'article 4 de la directive 2009/28/CE de l'Union européenne. Des trajectoires pour la période 2009 à 2020 ont été établies pour chacune des filières de production. Le plan recense également les mesures de soutien à mettre en œuvre pour développer les énergies renouvelables Elles sont reprises de façon détaillée en annexe n° 7.

[35] À hauteur de 37 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) en 2020.

Tableau n° 4 : proportion des énergies renouvelables en 2005 et 2020 en Europe

	Proportion en 2005	Objectifs 2020	Effort à accomplir
Suède	40,0 %	49,0 %	9,0
Finlande	28,5 %	38,0 %	9,5
Luxembourg	0,9%	11,0 %	10,1
Portugal	20,5 %	31,0 %	10,5
Autriche	23,3 %	34,0 %	10,7
Belgique	2,2 %	13,0 %	10,8
Grèce	6,9 %	18,0 %	11,1
Espagne	8,7 %	20,0 %	11,3
Pays-Bas	2,4 %	14,0 %	11,6
Italie	5,2 %	17,0 %	11,8
Allemagne	5,8 %	18,0 %	12,2
France	**10,3** %	**23,0** %	**12,7**
Irlande	3,1 %	16,0 %	12,9
Danemark	17,0 %	30,0 %	13,0
Royaume-Uni	1,3 %	15,0 %	13,7
Union européenne	**8,5** %	**20,0** %	**11,5**

Source : Cour des comptes – Données de la feuille de route pour les sources d'énergies renouvelables 2007 de la Commission européenne (Communication au Conseil et au Parlement européen)

Ces objectifs s'inscrivent dans une perspective de long terme plus ambitieuse encore puisque l'Union européenne a fixé en 2009[36] un objectif d'ensemble de réduction de ces émissions de 80 à 95 % d'ici à 2050[37].

Ainsi, compte tenu de son contexte énergétique qui constitue un véritable atout par rapport aux autres pays de l'Union européenne, notamment en termes d'émission de CO_2 et de prix de l'électricité, les objectifs retenus par la France pour 2020 peuvent être considérés comme très ambitieux.

[36] Conseil européen d'octobre 2009.

[37] Par rapport aux niveaux de 1990 et dans le cadre des réductions à réaliser collectivement par les pays développés.

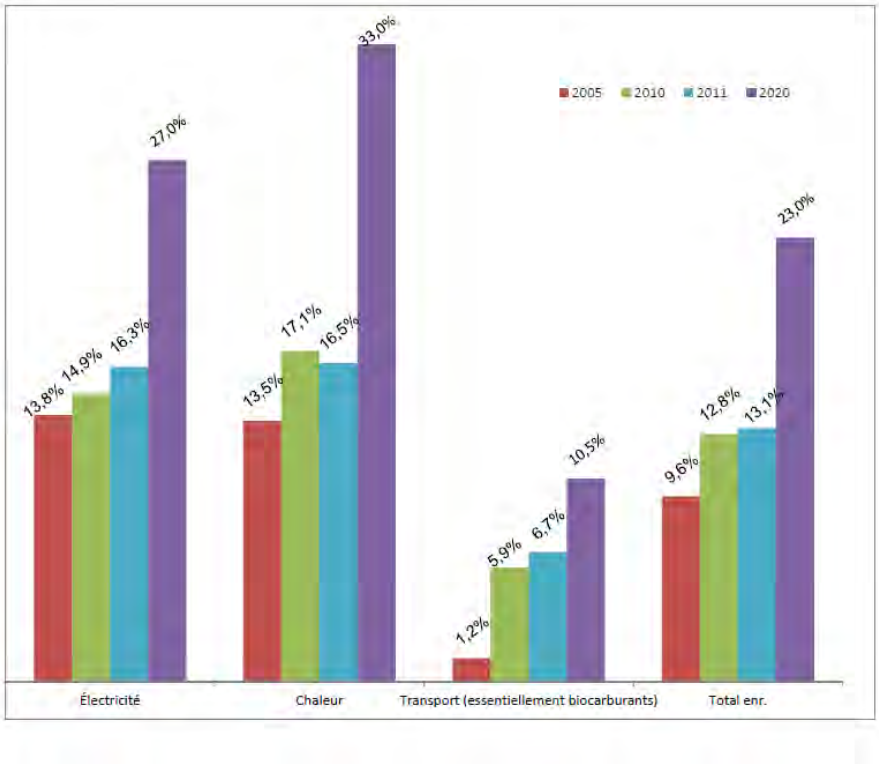
V - Des résultats tangibles mais insuffisants à terme

A - La France est encore bien placée

1 - Par rapport à ses objectifs globaux

Les objectifs de la France ont d'ores et déjà connu un début de réalisation, davantage marqué pour l'électricité que pour la chaleur. Globalement, la proportion des énergies renouvelables a progressé en France depuis 2005, passant de 9,6 % à 13,1 %, comme le montre le graphique suivant.

Graphique n° 8 : proportions d'énergies renouvelables par secteur en France et objectifs à 2020



Source : Cour des comptes d'après les données du CGDD et de la DGEC

En 2011 et tous secteurs confondus, la France était cependant légèrement en retrait par rapport à sa trajectoire cible (13,1 % au lieu de 13,5 %) en raison, notamment, des retards dans les secteurs de la chaleur et des transports. En revanche, en matière d'électricité, la cible a été dépassée.

Tableau n° 5 : proportion des énergies renouvelables en 2011

Part d'énergies renouvelables par secteur	Cibles 2011	Réalisations 2011
Chaleur et refroidissement	18 %	16,5 %
Electricité	16 %	16,3 %
Transport (essentiellement biocarburants)	6,9 %	6,7 %
Total	**13,5 %**	**13,1 %**

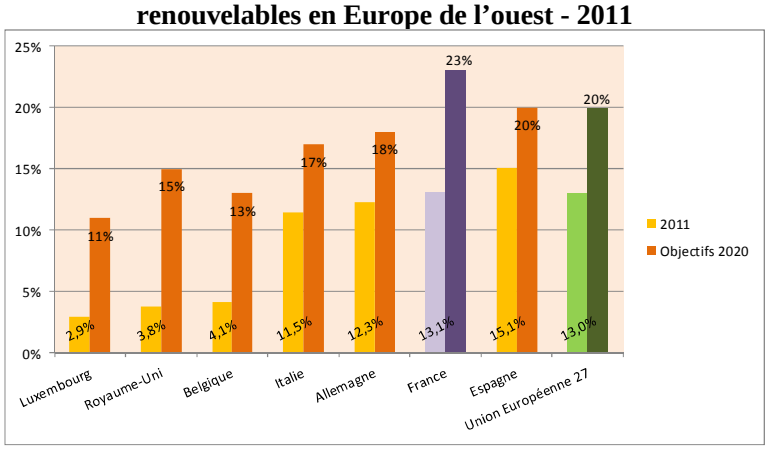
Source : Commissariat général au développement durable / Service de l'observation et des statistiques (CGDD / SOeS)

Les productions d'électricité et de chaleur de sources renouvelables affichaient un niveau de 20,6 Mtep au lieu de 22 Mtep[38] par rapport aux objectifs pour 2011.

Néanmoins, avec un niveau de 13,1 % en 2011, la France dispose d'une proportion d'énergies renouvelables supérieure à celle de ses voisins frontaliers et de l'ensemble des pays de l'Union européenne, à l'exception de l'Espagne, en faisant l'un des pays les plus producteurs d'énergies renouvelables en Europe au regard de sa consommation.

[38] 17,8 Mtep au lieu de 19,2 Mtep hors biocarburants.

Graphique n° 9 : progression de la proportion d'énergies renouvelables en Europe de l'ouest - 2011



Source : Cour des comptes - Commissariat général au développement durable / Service de l'observation et des statistiques (CGDD SoeS) pour la France / Commission européenne Eurostat pour les autres pays (communiqué 26 avril 2013)

2 - L'électricité renouvelable

La proportion d'électricité renouvelable a légèrement dépassé les objectifs fixés pour 2011 : 16,3 % au lieu de 16 %.

En revanche, les objectifs de production en valeur absolue n'ont pas été atteints : 7,2 Mtep au lieu de 7,5 Mtep[39]. Cette situation s'explique par les résultats insuffisants de l'ensemble des filières à l'exception de la filière photovoltaïque dont l'objectif a été plus que doublé[40]. En effet, depuis 2000 et particulièrement depuis 2009, les moyens de soutien public à l'énergie photovoltaïque ont alimenté une progression importante de la puissance installée. L'objectif français de puissance photovoltaïque installée en 2020 se situe à 5,4 GW. Or, en raison de cette progression depuis 2009, la puissance installée devrait se situer entre 7,7 GW et 8,6 GW en 2020.

S'agissant de l'énergie hydraulique, avec une production normalisée de 5,4 Mtep au lieu de 5,5 MtepP[41], les objectifs n'ont pas été atteints en 2011.

[39] Source : Bilan de l'énergie 2011 - Service de l'observation et des statistiques (SOeS) (83,7 GWh au lieu de 87,2 GWh).
[40] 196 Ktep (2,2 GWh) au lieu de 81 Ktep (0,9 GWh).
[41] 63,2 GWh (source Service de l'observation et des statistiques) au lieu de 63,9 GWh (conversion des objectifs du plan d'action national en faveur des énergies renouvelables exprimés en Mtep).

De même, si les objectifs fixés pour la filière éolienne ont été dépassés jusqu'en 2010, ils n'ont pas été atteints en 2011 et 2012 (1,1 Mtep au lieu de 1,2 Mtep[42]) en raison de la contraction importante du nombre des installations raccordées au réseau électrique (790 MW en moyenne) c'est-à-dire à un niveau très en deçà de celui des trois années précédentes (entre 1000 MW et 1 200 MW).

Enfin, la production d'électricité à partir de la biomasse est légèrement inférieure en 2011 aux objectifs affichés, 453 Ktep pour une cible de 513 Ktep[43].

3 - La chaleur renouvelable

Contrairement à l'électricité, la proportion des sources renouvelables dans la production de chaleur n'a pas atteint l'objectif fixé pour 2011 (16,5 % au lieu de 18 %) en raison d'une insuffisance de production des différentes sources d'énergies (10,6 Mtep au lieu de 11,6 Mtep).

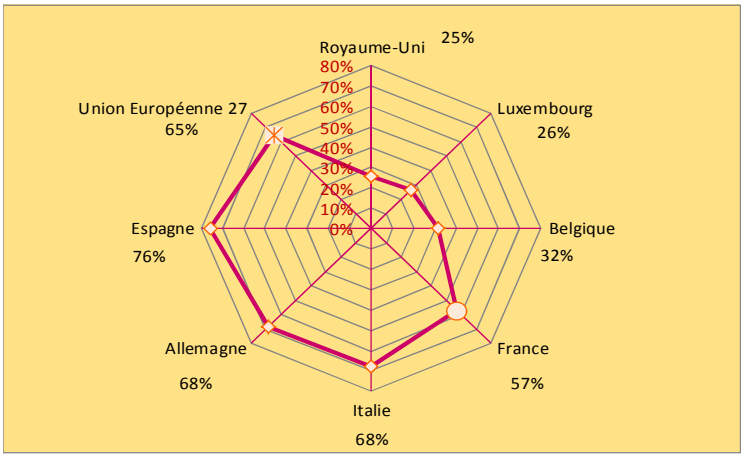
À l'exception du biogaz, marginal, et des pompes à chaleur, aérothermiques et géothermiques, aucune filière renouvelable produisant de la chaleur n'a, en effet, atteint les objectifs de production attendus pour 2011. La production de chaleur produite en 2011 à partir de biomasse s'est ainsi élevée à 9,3 Mtep[44] pour une cible fixée à 10,2 Mtep avec un retard significatif du bois-énergie individuel[45] (6,1 Mtep au lieu de 6,9 Mtep). En revanche, les pompes à chaleur ont légèrement dépassé les objectifs attendus (1,1 Mtep au lieu de 1 Mtep). Après avoir plus que doublé entre 2003 et 2008, le rythme des installations nouvelles a toutefois fortement ralenti. Ainsi, s'agissant des pompes à chaleur géothermique, le rythme a été presque divisé par trois depuis 2008.

B - Des objectifs encore éloignés

La France se situe ainsi à un peu plus de la moitié de ses objectifs globaux à 2020, légèrement en dessous de l'Italie, l'Espagne et l'Allemagne et de la moyenne des États de l'Union européenne.

[42] 12,8 GWh (Id.) au lieu de 14,3 GWh (Id.).
[43] 5,3 GWh (Id.) au lieu de 5,9 GWh – (Id.).
[44] Biomasse solide et biogaz.
[45] C'est-à-dire hors usages collectifs, tertiaires et industriels.

Graphique n° 10 : taux de réalisation en 2011 des objectifs 2020



Source : Cour des comptes - Commissariat général au développement durable / Service de l'observation et des statistiques (CGDD SoeS) pour la France/Commission européenne Eurostat pour les autres pays (communiqué 26 avril 2013) – le graphique représente le taux de réalisation de la proportion d'énergies renouvelables en 2011 par rapport aux objectifs 2020

Le tableau suivant met en évidence l'effort à fournir par filières pour atteindre les objectifs de production que la France a retenus.

Tableau n° 6 : supplément d'énergies renouvelables à produire entre 2011 et 2020 (en Ktep)

	2011	2020	Supplément à réaliser 2011-2020
Hydraulique	5 400	5 541	141
Eolien	1 104	4 979	3 875
Biomasse	453	1 477	1 024
Solaire photovoltaïque	196	592	396
Géothermie électrique	48	409	361
Autres (marines)	41	99	58
Electricité renouvelable	**7 242**	**13 097**	**5 855**
Biomasse solide	9 188	15 900	6 712
Pompes à chaleur	1 143	1 850	707
Solaire thermique	96	927	831
Biogaz	94	555	461
Géothermie profonde	94	500	406
Chaleur renouvelable	**10 615**	**19 732**	9 117
Total électricité et chaleur renouvelables	**17 857**	**32 829**	**14 972**

Source : Cour des comptes- Données Commissariat général au développement durable / Service de l'observation et des statistiques (CGDD/SOeS) -Bilan de l'énergie 2011

À l'exception de l'hydroélectricité, les productions supplémentaires à réaliser dans la plupart des filières sont très importantes. Or, des retards ont déjà été enregistrés en 2011. Le prolongement de cette tendance rend donc les objectifs globaux à 2020 difficiles à atteindre.

CONCLUSION

Depuis la fin des années 1980, l'Union européenne s'est engagée sur la voie du développement des énergies renouvelables afin de réduire les impacts de sa consommation énergétique sur l'environnement, d'accroître son indépendance énergétique mais aussi d'ouvrir de nouvelles perspectives de croissance économique et d'emploi.

Pour les États membres, les directives européennes de 2001 et 2009 ont servi de cadres au déploiement de leur propre politique. Les objectifs fixés par la première n'ont pu être tenus. À la suite de l'adoption du paquet « énergie–climat en 2009 » les États se sont donc fixé des objectifs non seulement plus élevés mais aussi plus contraignants.

De son côté, la France a choisi de retenir, à l'horizon 2020, une amélioration de 20 % de son efficacité énergétique et une baisse de 20 % de ses émissions de gaz à effet de serre. Elle a aussi fixé un objectif volontariste et particulièrement ambitieux de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie alors qu'elle disposait déjà d'une électricité parmi les moins chères d'Europe et largement décarbonée.

La mise en œuvre de sa politique a permis à la France de figurer aujourd'hui en bonne position par rapport à ses voisins européens. Pour autant, les premiers retards enregistrés dès 2011 dans la production d'énergies de sources renouvelables et le niveau des efforts à fournir pour atteindre les objectifs fixés en 2020 éloignent la perspective de les atteindre. En effet, les suppléments de productions à réaliser dans les secteurs de l'électricité et de la chaleur renouvelables entre 2011 et 2020 représentent six et sept fois ce qui a été respectivement réalisé entre 2005 et 2011.

Chapitre II

Une conjonction de difficultés

Plusieurs raisons expliquent les difficultés que rencontre le développement des énergies renouvelables.

S'ils sont très variables entre les filières et si certaines d'entre elles sont moins coûteuses que d'autres, les coûts de production des énergies renouvelables restent élevés par rapport au prix de l'énergie. Pour pallier les difficultés à rentabiliser les projets, l'État met donc en œuvre des moyens de soutien aux multiples formes, qu'il s'agisse d'aides à l'investissement, de garantie des prix d'achat de la production, de mesures fiscales favorables ou encore de financement de programmes de recherche. Ils ont tous, selon des modalités différentes, connu des difficultés ou des dérives dans leur application.

Enfin, plusieurs limites physiques et sociétales compliquent encore la mise en œuvre des engagements de la France.

I - Des coûts de production élevés

Bien que très variables d'une filière à l'autre, les coûts de production des énergies renouvelables restent encore supérieurs au prix de marché de l'énergie.

A - La méthodologie de calcul des coûts

Développée par l'OCDE, l'Agence Internationale de l'énergie (AIE) et l'Agence de l'énergie nucléaire, la méthode retenue au niveau international pour évaluer et comparer les coûts de production des installations est celle du coût de production moyen actualisé, communément identifiée par l'acronyme anglais LCOE pour « *levelized cost of electricity* »[46].

Elle correspond au coût de production moyen supporté par un investisseur sur toute la durée de vie économique de son installation et repose sur le rapport entre la valeur présente de la somme des coûts actualisés et la valeur présente de la somme des productions actualisées.

Le calcul repose sur certains paramètres déterminants :

- les coûts d'investissement, hors raccordement, qui incluent le coût des matériels, du génie civil, de l'installation et des diverses études, l'évaluation des aléas par les industriels et les coûts de démantèlement ;
- les coûts d'exploitation et de maintenance, qui comprennent, le cas échéant, les coûts d'achat de combustible ;
- le niveau de production, qui peut varier, pour une même filière, en fonction de la disponibilité du productible (vent, soleil, etc.) mais aussi des technologies utilisées ;
- le taux d'actualisation ; il correspond, en général, au coût moyen pondéré du capital qui rémunère l'ensemble des financements apportés initialement, que ce soit sous forme de fonds propres (capital social et éventuellement prêt des actionnaires) ou de prêts à long terme. Les taux retenus dans les analyses et calculs diffèrent logiquement d'un projet à l'autre, entre deux filières différentes ou entre deux projets aux profils spécifiques au sein d'une même filière ;
- la durée de vie économique de l'exploitation qui est, en général, celle du contrat d'achat au tarif réglementé. Les installations peuvent avoir une durée de vie supérieure et permettre aux producteurs, même hors tarifs d'achat, d'augmenter la rentabilité interne du projet.

Ces différents paramètres créent des disparités importantes des coûts de production entre les filières mais également au sein de celles-ci, d'une installation à l'autre.

[46] Cf. annexe n° 8.

En outre, les calculs sont réalisés avec des hypothèses de facteurs de charge qui se situent systématiquement à la limite supérieure de ce qui est techniquement possible pour les installations. En revanche, pour faciliter les comparaisons internationales, ils ne tiennent pas compte des coûts fiscaux, des coûts de recherche, ou encore des coûts induits par l'adaptation des réseaux de transport et de distribution.

Une méthode de calcul alternative[47]

La Cour a cherché à évaluer les coûts de production au moyen d'une méthode alternative, construite et validée sur la base d'un cas précis, et appliquée ensuite à l'ensemble des projets réels pour lesquels des données financières suffisantes étaient disponibles auprès des acteurs publics nationaux, en l'occurrence la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et l'ADEME.

Son principe repose sur la modélisation d'un coût courant économique couvrant, d'une part, un loyer économique constant pour les charges d'investissements et de démantèlement lissées sur la durée d'exploitation, et, d'autre part, les charges d'exploitation et de maintenance. Les résultats obtenus à partir de projets réels ont pu ainsi être comparés aux fourchettes théoriques obtenues par la méthode *Levelized cost of electricity* (LCOE) et aboutissent à des résultats voisins.

B - Des coûts de production très disparates

1 - Les données rassemblées par l'ADEME

L'ADEME a évalué, selon la méthode LCOE[48], les coûts de production des énergies renouvelables à partir de données rassemblées en France mais aussi dans d'autres pays. Les chiffres obtenus, présentés dans le tableau figurant en annexe n° 9, selon différentes hypothèses, ne s'appliquent donc pas automatiquement aux différentes filières françaises.

Les données résumées ci-dessous sont celles correspondant au taux d'actualisation intermédiaire de l'ADEME, soit 8 % afin de comparer au mieux les filières dont les risques[49] et les durées de vie sont très différentes les unes des autres. Les fourchettes obtenues reflètent également la grande sensibilité des calculs pour une même filière, à la puissance et à la productivité des installations.

[47] Id. note n° 46.
[48] Donc comme indiqué ci-dessus, hors fiscalité, recherche et bien sûr coûts de transports et distribution.
[49] Compte tenu notamment de la maturité très variable des technologies employées.

Tableau n° 7 : fourchettes des coûts moyens actualisés de production par filière

Filières	Coûts de production en €/MWh (actualisation 8 %)
Solaire thermique	195-689
Solaire photovoltaïque	114-547
Solaire thermodynamique	94-194
Eolien en mer	87-116
Eolien terrestre	62-102
Méthanisation	61-241
Biomasse	56-223
Géothermie	50-127
Hydroélectricité	43-188

Source : Cour des comptes- Données ADEME

L'énergie solaire est, globalement, très largement plus coûteuse que les autres sources d'énergie avec, en outre, un large éventail de coûts de production (94 à 689 €/MWh). Cependant, le solaire photovoltaïque connait une baisse constante des prix des composants, liée notamment à l'existence d'importantes surcapacités de production de panneaux ces dernières années. La capacité de production mondiale a, en effet, atteint 50 GW par an à la fin 2011, essentiellement en raison des investissements chinois dans la production des cellules et modules, pour une demande limitée à 26 GW[50]. Les prix des modules sont ainsi passés d'un peu plus de 2 € en 2009 à un peu moins de 1 € en 2011 et cette baisse s'inscrit dans une tendance de long terme, confirmée par toutes les études internationales[51].

La filière éolienne terrestre apparait, selon les chiffres de l'ADEME, dans une position intermédiaire, avec des coûts compris entre 62 € et 102 €/MWh, ce qui en fait une énergie sur le point d'être compétitive.

Enfin, tout en présentant des exceptions liées à la nature des installations (biomasse individuelle, méthanisation, hydroélectricité de petites et moyennes capacités par exemple), les coûts de production

[50] Journal du photovoltaïque, HS N°7 Avril 2012.

[51] Selon l'agence IRENA (International Renewable Energy Agency- Agence internationale dont la France est membre – Source : « Renewable energy technologies : cost analysis series ». Volume 1 – Solar photovoltaïcs. Juin 2012) le coût de production de l'électricité d'origine photovoltaïque devrait encore baisser d'ici 2030 en passant de près de 250 USD/MWh aux alentours de 50 USD/MWh d'ici 2030.

d'énergie à partir de la biomasse, de la géothermie ou de la puissance hydraulique sont globalement les moins élevés.

À titre de comparaison, le coût de production de l'électricité nucléaire a été estimé par la Cour à 49,5 € le MWh en 2011 pour le parc de centrales actuelles[52]. Dans le cas du futur EPR, la Cour soulignait qu'il était trop tôt pour valider un coût de production. À titre indicatif, elle rappelait que la fourchette la plus souvent citée était de 70 à 90 €/MWh tout en marquant qu'elle s'appliquait à l'EPR de Flamanville, ce dernier n'étant pas un exemplaire de série.

1 - Le cas particulier des parcs éoliens en France

La Cour a pu examiner des calculs de rentabilité de parcs éoliens terrestres français réalisés par un exploitant dont les éoliennes bénéficient d'implantations géographiques favorables. L'ordre de grandeur des coûts de production calculés par la Cour se situe entre 60 €/MWh avec un taux d'actualisation réel[53] de 5 % et 68 €/MWh avec un taux réel de 7 %[54]. Ces résultats se situent donc dans la fourchette basse des coûts présentés dans le tableau précédent et démontrent que les estimations par l'État peuvent être légèrement surévaluées, au moins dans ce cas.

S'agissant du développement inédit de parcs éoliens en mer sur les côtes françaises, tous les acteurs s'accordent à considérer que les incertitudes techniques des projets sont élevées. En effet, les technologies sont moins matures et se caractérisent par un niveau de risque moins maîtrisé, notamment en raison de la diversité des fonds marins et des contraintes liées à ce milieu. Le coût d'investissement potentiel des parcs à construire s'échelonne ainsi entre 1,8 et 2,4 Mds d'euros par parc, hors le coût de raccordement qui avoisine le milliard d'euro pour l'ensemble des projets. La Cour a estimé le coût de production des parcs éoliens en mer entre 105 et 164 €/MWh[55] .

[52] Le taux d'actualisation retenu était de 7,8 % pour la méthode du coût courant économique et de 8,4 % pour la méthode Champsaur.
[53] Hors inflation.
[54] En appliquant la méthode LCOE. De 61 €/MWh à 70 €/MWh en appliquant la méthode alternative.
[55] À des fins de comparaison, aucun impôt n'a été pris en compte. La fourchette s'étend de 123 à 190 €/MWh en incluant l'impôt sur les sociétés.

II - Un système de soutien complexe et d'efficacité variable

L'atteinte des objectifs européens, déclinés au niveau national, a suscité la mise en place d'instruments de soutien nombreux et variés, certains communs ou spécifiques à l'électricité et à la chaleur.

A - Les dispositifs de soutien communs à l'électricité et à la chaleur

1 - Les dispositifs fiscaux

a) Le taux réduit de TVA

Certains types de travaux d'amélioration de la performance énergétique et d'équipement de chauffage performants bénéficient d'une TVA à taux réduit de 5,5 % depuis 1999. Le dispositif s'applique à l'ensemble des travaux effectués dans les logements anciens (planchers, huisseries, etc.) y compris ceux associés au développement des énergies renouvelables. Le dispositif concerne les personnes physiques ou morales pour des locaux affectés en totalité ou principalement à l'habitation et achevés depuis plus de deux ans. À partir du 1er janvier 2012, le taux a été porté à 7 % (contre 5,5 % auparavant), ce qui devrait réduire la dépense fiscale.

Aucune statistique ne mesure spécifiquement le coût de ce dispositif fiscal pour le développement des énergies renouvelables. Pour autant, sur la base des investissements correspondants aux équipements de production d'énergie renouvelable dans les logements anciens, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a évalué la dépense fiscale brute qui peut être rattachée au développement des énergies renouvelables à 1,8 Md€ sur l'ensemble de la période 2005 à 2011.

Parallèlement, de 2006 à 2011, les abonnements relatifs aux livraisons d'électricité d'une puissance maximale inférieure ou égale à 36 kilovoltampères et d'énergie calorifique, distribués par réseaux, ainsi que la fourniture de chaleur lorsqu'elle est produite au moins à 50 % à partir de la biomasse, de la géothermie, des déchets et d'énergie de récupération, ont aussi bénéficié d'un taux réduit de TVA de 5,5 % pour un coût d'environ 120 M€.

b) Le crédit d'impôt développement durable

Un crédit d'impôt développement durable (CIDD) destiné à favoriser l'efficacité énergétique et la production d'énergies renouvelables a été mis en place en 2005. Le taux, fixé entre 10 et 40 % (avec majoration pour bouquets de travaux), s'applique au prix des équipements éligibles[56], installation comprise. L'assiette du crédit d'impôt a été réduite progressivement et ce dernier a été réorienté, à compter de 2010, vers le soutien aux travaux de maîtrise de l'énergie.

Avec un coût estimé à près de 8 Md€ pour les seules énergies renouvelables depuis 2005[57], le CIDD est l'outil fiscal de soutien au développement des énergies renouvelables le plus important.

L'évaluation conduite pour le comité d'évaluation des dépenses fiscales et des niches sociales en 2011[58] a néanmoins mis en évidence d'importantes disparités du coût public du carbone évité[59] entre les différents équipements éligibles, sans justification particulière. Mis à jour en 2012, ces coûts diffèrent beaucoup d'une filière à l'autre comme le montre le tableau suivant.

[56] Les appareils de régulation de chauffage et de programmation des équipements de chauffage, les matériaux d'isolation thermique, les moyens de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire à partir d'énergies renouvelables, les équipements de récupération et traitement des eaux pluviales et les moyens de production d'électricité renouvelable, dès lors qu'ils répondent à certains critères de performance et que leur marché n'est pas arrivé à maturité.

[57] Sur un coût total pour les finances publiques du CIDD de près de 14 Md€.

[58] Rapport d'avril 2011.

[59] Le coût public du carbone évité correspond au rapport entre la dépense publique totale engagée pour financer un équipement permettant de réduire les émissions et la somme des gains d'émissions sur la durée de vie de cet équipement.

Tableau n° 8 : coûts publics de la tonne de CO_2 évitée des différentes technologies aidées par le crédit d'impôt développement durable pour 2012

Filières	Coût public en €/t CO_2 évitée
Solaire thermique	448
Isolation des parois vitrées	139
Photovoltaïque	112
Pompes à chaleur	53
Chaudières à condensation*	33
Isolation des parois opaques (toits et murs)	21
Appareil indépendant de chauffage au bois*	20

Source : direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

** Permettent également la réduction des émissions de particules fines*

La filière solaire thermique et photovoltaïque représente ainsi trois fois le soutien reçu pour des travaux d'isolation des parois vitrées, eux-mêmes déjà plus aidés que d'autres dispositifs, comme le solaire photovoltaïque, les chaudières à condensation ou les appareils de chauffage à bois.

En outre, le dispositif du CIDD n'est pas suffisamment contrôlé en raison de sa complexité technique et des moyens des services fiscaux. Reposant sur un système déclaratif, il fait essentiellement l'objet de contrôles sur pièces[60].

Enfin, si le CIDD a permis de soutenir l'emploi dans les filières concernées, il n'a pas réussi à favoriser la constitution de champions industriels nationaux compétitifs à l'export. Il s'est, en outre, parfois heurté à une insuffisante qualification des installateurs. Il apparaît donc coûteux et parfois affecté au soutien d'équipements matures. Une plus grande sélectivité des équipements éligibles pourrait réduire la dépense publique correspondante, sans menacer le développement des énergies renouvelables.

[60] Les moyens consacrés au contrôle sur pièces de l'éligibilité des équipements sont déjà estimés à une centaine d'emplois équivalents temps plein par an par l'administration fiscale.

c) L'éco-prêt à taux zéro

L'éco-prêt à taux zéro permet aux propriétaires de logements de financer des travaux de rénovation[61] à l'aide d'une avance remboursable sans aucun intérêt obtenu auprès de leur banque. En contrepartie, celle-ci bénéficie d'un crédit d'impôt[62].

Le dispositif n'a pas atteint les objectifs quantitatifs initialement fixés[63]. Si la montée en puissance a, en effet, été très rapide en 2009, avec plus de 70 100 éco-prêts émis (pour un objectif de 50 000), le rythme s'est ensuite nettement ralenti à partir de 2010 et continue de baisser en 2011, avec 40 755 prêts émis pour un objectif de 240 000 et en 2012 avec 34 000 prêts émis pour un objectif de 320 000. De fait, la perspective de 400 000 éco-prêts par an à compter de 2013 apparaît fortement compromise.

d) D'autres dispositifs fiscaux ne sont pas évalués

En parallèle du crédit d'impôt développement durable, il est possible sous certaines conditions de bénéficier d'exonérations fiscales et d'abattements spécifiques. Ainsi, les propriétaires d'installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 3 kW sont exonérés d'impôt sur le revenu et de TVA pour la vente de l'électricité produite. De même, les exploitants agricoles bénéficient de régimes fiscaux leur permettant de ne pas payer en totalité l'impôt sur le revenu associé à la revente d'électricité produite par une centrale à biomasse ou une installation photovoltaïque. La dépense fiscale correspondante est inférieure à 0,5 M€ par an.

Par ailleurs, certains équipements de production d'énergies renouvelables peuvent faire l'objet d'un amortissement dégressif et exceptionnel sur douze mois[64]. La dépense fiscale correspondante, constatée jusqu'en 2011, est de 4 M€ par an, pour un nombre inconnu de bénéficiaires.

---

[61] Bouquets de travaux pour l'amélioration de l'efficacité énergétique et l'installation de dispositifs d'énergies renouvelables.

[62] D'une valeur égale à la différence entre la somme actualisée des mensualités dues au titre de l'avance remboursable et la somme actualisée des montants perçus au titre d'un prêt de même montant et durée de remboursement, consenti à des conditions normales de taux à la date d'émission de l'offre.

[63] Selon les informations figurant en annexe des lois de finances pour 2012 et 2013.

[64] Pompes à chaleur géothermiques ou air/eau, turbine à condensation pour la production d'électricité à partir de vapeur provenant principalement de l'incinération de déchets industriels ou ménagers, matériel permettant la récupération d'énergie solaire, etc.

Ces dispositifs n'ont pas fait l'objet de véritable évaluation et leur efficacité en faveur des énergies renouvelables n'est pas connue. Ils devraient donc être réexaminés, d'autant plus qu'ils sont parfois cumulables entre eux et avec les autres mesures publiques de soutien, comme le bénéfice des tarifs d'achat par exemple.

2 - Le soutien à la recherche et à l'innovation

a) Une diversité de programmes et d'acteurs

Les programmes publics de recherche et innovation sont pour l'essentiel portés par des opérateurs publics, auxquels peuvent s'associer des acteurs privés. Le premier groupe d'opérateurs est composé d'OSEO et des agences qui distribuent des subventions ou aides diverses : l'Agence nationale de la recherche (ANR), l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). Certains programmes sont financés par l'Union européenne, à travers le PCRDT (Programme cadre de recherche et développement technologique).

Le deuxième groupe d'opérateurs est composé d'établissements publics dont l'activité de recherche est, en partie ou non, consacrée à l'énergie[65].

Ces organismes publics sont financés par des dotations de l'État, à travers les programmes budgétaires qui financent la recherche dans le domaine de l'énergie. Les crédits publics peuvent aussi contribuer à des fonds destinés à des financements spécifiques, comme le Fonds unique interministériel (FUI), destiné au financement des projets portés par les pôles de compétitivité, le fonds de compétitivité des entreprises (FCE) qui finance des aides directes aux entreprises, ou encore les « Investissements d'avenir ».

Participent également au soutien public de la recherche et développement dans le domaine des énergies renouvelables, les

[65] Recherches entièrement consacrées à l'énergie : Commissariat à l'énergie atomique (CEA), Institut français du pétrole–Énergies nouvelles (IFPEN), Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs, (ANDRA) /recherches consacrées en partie à l'énergie : Centre national de la recherche scientifique (CNRS), Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture (IRSTEA), Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (IFREMER), Institut national de la recherche agronomique (INRA), Institut français des sciences et technologies des transports, de l'aménagement et des réseaux (IFSTTAR), Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) et Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB).

dispositifs fiscaux comme le crédit d'impôt recherche (CIR) et le statut de jeune entreprise innovante (JEI).

Compte tenu des enjeux liés à la recherche dans les domaines de l'énergie, le gouvernement a créé en juillet 2009, l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE) afin de coordonner la programmation des projets de recherche et de développer les partenariats entre les acteurs publics et privés (organismes de recherche, universités et entreprises).

b) La nécessité de corréler la stratégie de recherche à la politique de soutien.

Les programmes de recherche se développent fortement depuis 2008, notamment sous l'effet de la mise en œuvre du programme « Investissements d'avenir » et ont pour ambition de lever l'ensemble des verrous technologiques identifiés par la communauté scientifique.

Cependant, l'absence d'une stratégie clairement identifiée à ce jour[66] sur l'organisation du système électrique du futur, qui conditionne le développement d'un grand nombre de technologies, ne facilite pas aujourd'hui l'identification des domaines de recherche stratégiques. En effet, tant les contraintes d'adaptation des réseaux électriques que le coût croissant des tarifs d'achat pour la collectivité pourraient justifier l'émergence de nouvelles technologies ou de nouvelles pratiques de consommation. Le système électrique et plus spécifiquement les réseaux électriques actuels ne devraient donc pas seulement être optimisés sur la base des recherches en cours mais, au contraire, les recherches ont vocation à s'adapter à une nouvelle vision de cette organisation électrique.

Il est donc important d'en tenir compte dans les décisions de financement des programmes, afin de ne pas soutenir des technologies qui deviendraient inutiles avec un changement d'organisation du système électrique, au détriment d'autres qui deviendraient indispensables.

[66] Le ministère chargé de la recherche entend profiter de l'adoption d'une nouvelle stratégie nationale de recherche dans le domaine de l'énergie (SNRE) à l'issue du débat sur la transition énergétique, pour réaliser le rapprochement, aujourd'hui insuffisant, entre la recherche française et les perspectives de l'économie et de l'industrie.

B - Le dispositif de soutien à la production d'électricité renouvelable

L'obligation d'achat est le principal outil de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable.

En application de l'article L.314-1 du code de l'énergie, les fournisseurs historiques d'électricité (EDF et les entreprises locales de distribution) sont tenus d'acheter aux producteurs l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables. L'achat est réalisé au tarif arrêté par le ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), ou au tarif fixé dans le contrat d'achat dans le cas des appels d'offre. La charge résultant de cette obligation leur est remboursée grâce à une partie de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), payée par l'ensemble des consommateurs d'électricité.

L'obligation d'achat est contractée pour une durée de 15 à 20 ans selon les technologies et leur degré de maturité. Selon la politique du ministère chargé de l'énergie, les tarifs d'achat réglementaires, qui répondent à une logique de guichet puisque tout producteur peut en bénéficier, devraient plutôt être réservés aux filières matures (éolien terrestre), tandis que les appels d'offres, qui assurent à l'administration une plus grande maîtrise sur le développement des filières, devraient plutôt être réservés aux technologies moins matures ou aux projets de grande capacité (éolien en mer par exemple).

1 - Des tarifs d'achat fixés par arrêté : un calcul en décalage avec le cadre légal

La méthode de fixation des tarifs est légalement encadrée. Elle doit tenir compte du coût évité pour l'acheteur (prix de l'électricité sur le marché), auquel peut s'ajouter une prime qui reflète la participation de la source d'énergie aux objectifs de la politique énergétique de la France : indépendance, sécurité des approvisionnements, compétitivité économique et lutte contre les gaz à effet de serre, mais qui ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés excède une rémunération normale.

L'application de ces dispositions s'est toutefois révélée impossible pour les sources d'énergies renouvelables, dans la mesure où la contribution aux objectifs de la loi ne suffisait pas à assurer la rentabilité des projets. Aussi, le critère aujourd'hui retenu pour fixer le bon niveau de tarif est celui de la rentabilité des capitaux investis, dont l'appréciation par les services de l'État n'est pas toujours suffisamment actualisée. Des

déséquilibres peuvent alors se créer, comme celui constaté avec les tarifs d'achat photovoltaïque entre 2009 et 2011.

2 - Les appels d'offres : une procédure parfois non justifiée, pas toujours efficace et aux effets déstabilisants

Les appels d'offres ont pour finalité de soutenir les filières en retard de capacité.

a) Une procédure pas toujours justifiée

L'article L. 311-10 du code de l'énergie prévoit que le ministre chargé du secteur peut lancer des appels d'offres afin d'atteindre les objectifs définis dans la programmation pluriannuelle des investissements. Ils sont instruits par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) sur la base de critères définis par le ministre. Dès lors, EDF et les entreprises locales de distribution sont tenues de conclure un contrat d'achat de l'électricité avec les producteurs lauréats selon les conditions définies dans leurs offres.

Cette procédure est cependant parfois utilisée pour développer des filières qui sont d'ores et déjà en avance sur leurs objectifs. C'est le cas de la filière photovoltaïque. Ainsi, des appels d'offre ont été lancés en 2011 et 2013 pour développer des installations photovoltaïques[67], alors que la capacité déjà installée et celle en file d'attente de raccordement dépassent déjà les objectifs fixés pour 2020.

b) Une procédure pas toujours efficace pour atteindre les capacités attendues

Certains appels d'offres n'ont pas atteint les objectifs de puissance attendus (cahier des charges insuffisamment respecté par les projets, tarifs proposés trop élevés, nombre insuffisant de projets candidats, etc.). Ainsi, celui de 2004 pour installer 500 MW d'éolien terrestre n'a retenu que 278 MW au total, soit 56 % de l'objectif. Celui de 2010, portant sur 95 MW, n'a retenu que 66 MW, soit 70 % de l'objectif. De même, la première tranche de l'appel d'offres de 2011 portant sur des projets photovoltaïques de puissance comprise entre 100 et 250 kW n'a permis de retenir que 37,5 % de la puissance attendue.

D'autres appels d'offres retiennent des projets dont une faible part sera finalement réalisée. C'est le cas des projets de cogénération à base de

[67] Un appel d'offres pour développer des capacités comprises entre 100 et 250 kW et deux appels d'offres pour des capacités supérieures à 250 kW.

biomasse, pour lesquels la CRE estime à seulement 30 % le taux de réalisation effective.

c) Une procédure pas toujours efficace pour obtenir le meilleur prix

De nombreux appels d'offres n'ont pas permis de limiter les prix proposés par les porteurs de projet, soit par manque de concurrence, soit par mauvaise articulation avec les tarifs d'achat.

Ainsi, l'appel d'offres lancé en 2011 pour développer les parcs éoliens en mer n'a pas réuni les meilleures conditions pour limiter les prix. Le délai de six mois laissé aux candidats pour déposer une offre a donné un avantage comparatif au seul candidat bénéficiant d'études de vents antérieures sur les zones concernées. En outre, le prix de référence[68], publié dans l'appel d'offres, n'a pas été respecté pour trois des quatre sites concernés. Les différences entre les tarifs d'achat et les coûts de production correspondent à la prime de risque exigée par les industriels.

De même, la mauvaise articulation des appels d'offre avec les tarifs d'achat, notamment en matière photovoltaïque, ne favorise pas la formation du prix au mieux des intérêts de la collectivité. La politique de l'État est de réserver la procédure des appels d'offres pour les installations supérieures à 100 kWc et les tarifs d'achat pour les puissances inférieures. Or le tarif d'achat « T5[69] » peut aussi bénéficier aux installations dépassant 100 kWc. Il a été diminué de 20 % au 1er octobre 2012 mais, si cette baisse réduit la rentabilité des projets, elle ne met pas fin à la situation de chevauchement des procédures.

Dans son avis du 20 décembre 2012 sur le projet de nouvel arrêté tarifaire photovoltaïque, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) rappelait que ce tarif avait été fixé de manière à le rendre non rentable dès lors que les installations susceptibles d'en bénéficier relevaient de la procédure d'appel d'offres[70]. Toutefois, avec la baisse des coûts d'investissements des grosses installations, le tarif « T5 » est devenu rentable et les demandes de raccordement à ce tarif ont fortement

[68] Prix à partir duquel les projets obtenaient une note nulle sur ce critère dans le calcul des notes de sélection des candidats. Le prix d'achat et le volet industriel avaient une même pondération de 40 %, l'influence sur les activités existantes et sur l'environnement était fixée à 20 %.

[69] Le tarif T5 est le tarif applicable à toute installation d'une puissance inférieure à 12 MW qui respecte les critères de l'arrêté du 4 mars 2011 et ne peut bénéficier des tarifs T1 à T4. Il concerne en fait essentiellement des installations de plus de 100 kWc.

[70] Conformément à l'exposé des motifs de l'arrêté du 4 mars 2011.

progressé (+ 434 MW au 3ème trimestre 2012), dont 98 % ont concerné de grosses installations de plus de 250 kWc.

Comme le constatait la CRE au sujet du tarif « T5 », les porteurs de projets peuvent donc utiliser les deux dispositifs et proposer lors des appels d'offres des prix parfois très supérieurs audit tarif, qui devient dès lors, un « prix plancher » et un recours en cas d'éviction de la procédure d'appel d'offres. La CRE recommandait donc de réserver le dispositif d'obligation d'achat aux installations inférieures à 100 kWc.

d) Des conséquences parfois mal mesurées

Les appels d'offres instruits par la CRE pour la construction d'installations produisant de l'électricité à base de biomasse présentent, outre leur faible taux de réalisation, l'inconvénient majeur de déstabiliser les marchés locaux qui ne disposent pas d'un potentiel de biomasse suffisant, notamment en ressources forestières. Les « gros » projets entrent ainsi en concurrence avec des projets plus petits qui pourraient bénéficier de cette ressource et qui sont mieux adaptés à son potentiel. Dans sa réponse à la Cour, le ministre a d'ailleurs précisé que le gouvernement n'envisageait pas de lancer de nouveaux appels d'offres pour cette catégorie d'installations.

C - Les dispositifs de soutien à la production de chaleur renouvelable

Les engagements de la France pour le développement des énergies renouvelables reposent sur une augmentation de la production de chaleur de 10,3 Mtep entre 2005 et 2020, soit plus de la moitié de la progression totale envisagée pour les énergies renouvelables

Deux moyens principaux sont utilisés par l'État pour développer ce secteur. Le crédit d'impôt développement durable, examiné précédemment, et le fonds chaleur devant lequel il arrive très largement en tête en termes d'engagements financiers. Un autre dispositif reposant sur deux fonds de garantie a une application très limitée aujourd'hui puisqu'il ne concerne que la seule géothermie.

1 - Le « fonds chaleur »

Le fonds de soutien au développement de la production et de la distribution de chaleur d'origine renouvelable ou « fonds chaleur » a été conçu comme un des moyens principaux d'atteindre les objectifs du Grenelle de l'environnement.

Géré par l'ADEME, il ne peut être utilisé que pour le soutien des filières de production thermique renouvelable dans les secteurs de l'habitat collectif, le tertiaire, l'agriculture et l'industrie, à l'exception des particuliers (contrairement au CIDD). Le fonds chaleur intervient par des subventions à l'investissement par l'intermédiaire d'appels à projet de niveau national et d'aides délivrées au niveau régional[71]. Ils peuvent être cumulés avec d'autres subventions publiques[72].

D'un montant de 179 M€ en 2009, les dotations au « fonds chaleur » auraient dû augmenter pour progressivement atteindre 500 M€ en 2012, puis 800 M€ en 2020 selon le plan arrêté à la création du fonds. Or, les décisions budgétaires successives ont limité l'enveloppe à 1,2 Md€ sur la période 2009-2013, soit 240 M€ seulement en moyenne annuelle, un niveau très inférieur aux intentions initiales.

Plus de la moitié (5,5 Mtep) de l'objectif de progression d'énergie renouvelable thermique entre 2006 et 2020 (10,3 Mtep) doit être financée par le fonds chaleur. L'ADEME considère que les résultats atteints sont en ligne avec les objectifs attendus pour 2012. Or, sur la base des coûts observés jusqu'ici, les capacités financières actuelles du fonds ne permettraient de ne financer que 3,1 Mtep. Sans modification de la dotation, 1,4 Md€ supplémentaires seraient nécessaires jusqu'en 2020 pour atteindre l'objectif de 5,5 Mtep.

2 - Les systèmes de garantie

L'investissement dans les installations de géothermie profonde nécessite, dans la plupart des cas, une ou plusieurs opérations de forage, qui représentent souvent plus de la moitié du total des coûts, et plusieurs millions d'euros dans les cas de forage profond.

Le risque financier encouru est important parce que la connaissance partielle du sous-sol peut conduire à des résultats négatifs.

[71] Les appels à projets nationaux concernent les installations produisant de la chaleur à partir de la biomasse pour un volume supérieur à 1 000 tep/an dans les secteurs industriel, agricole et tertiaire. Depuis 2009, les appels à projets prennent le nom « Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire » (BCIAT) et un appel à projets est lancé chaque année. Pour les autres filières, quel que soit le secteur, et pour les installations biomasse ne relevant pas des appels à projets, le « fonds chaleur » est géré par l'ADEME au niveau régional. Les projets sont portés soit par les collectivités et les gestionnaires d'habitat collectif, soit par des entreprises des secteurs de l'industrie, de l'agriculture et du tertiaire privé.

[72] Aides des collectivités locales dans le cadre des contrats de projets États-régions (CPER), du Fonds européen de développement économique régional (FEDER), du Plan de performance énergétique des exploitations agricoles, du Plan de soutien à la politique des déchets.

Pour cette raison, dès le début des années 1980, deux fonds, le fonds de garantie et le fonds Aquapac, ont soutenu le développement du secteur et en particulier les grands réseaux de chaleur de la région parisienne.

Le premier[73] couvre les risques des professionnels de ne pas obtenir, lors d'un forage, la ressource géothermale recherchée (débit et/ou température[74]), de perdre les bénéfices de l'exploitation après la diminution ou l'arrêt de la ressource ou encore de subir un sinistre sur les installations. Le second, mis en place après le succès du premier, est voué à la couverture des risques de même nature, supportés par les projets avec pompes à chaleur sur aquifère de faible profondeur (moins de 100m)[75].

III - Un cadre juridique instable et contesté

Selon les dispositions de la directive de 2009, les mesures prises en faveur du développement des énergies renouvelables doivent être « proportionnées et nécessaires » et les « procédures administratives […] simplifiées et accélérées au niveau administratif approprié ».

Or, les énergies renouvelables sont soumises à de multiples réglementations et leur application pose parfois des difficultés. Que ce soit en matière d'urbanisme, d'environnement, ou de cadres réglementaires propres à certaines filières, l'écheveau des réglementations constitue un obstacle pour les porteurs de projets et même pour l'administration.

Par ailleurs, elles évoluent parfois très rapidement et ne facilitent pas le développement des capacités de production d'énergies renouvelables.

[73] Sa gestion est confiée à une filiale de la Caisse des dépôts et consignations, SAF-Environnement, et est pilotée par un comité technique présidé par l'ADEME et associant le bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) et des représentants des maîtres d'ouvrage publics et privés, ainsi que des établissements financiers. Un versement initial par l'État de 15 M€ a permis d'amorcer le fond, suivi de plusieurs abondements ultérieurs par l'ADEME, le dernier en 2011 de 6,4 M€. Les bénéficiaires versent des cotisations.

[74] La couverture de ce risque peut aller jusqu'à 65 % des coûts assurés, voire 90 % grâce à une couverture additionnelle de 25 % financée par les régions (exemple en Île-de-France et Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA).

[75] Ayant mobilisé des ressources de 5,6 M€ (dotations initiales, cotisations et produits financiers), le fond disposait fin 2012 de près de 3 M€.

A - Des réglementations parfois excessives

L'encadrement juridique des énergies renouvelables est multiple et l'articulation des diverses dispositions est complexe. En outre, les enjeux politiques et économiques qui s'affrontent se traduisent par des évolutions juridiques parfois chaotiques.

1 - La filière éolienne terrestre : un développement freiné par son cadre juridique

Fruit d'une évolution marquée par un volontarisme en faveur du développement des énergies décarbonées et par des oppositions très structurées, le cadre juridique qui règlemente l'installation et l'exploitation des éoliennes est particulièrement complexe et contraignant. Il a été assoupli par l'adoption de la loi du 15 avril 2013[76].

L'accumulation de règles depuis plusieurs années a considérablement ralenti le développement de l'éolien terrestre en France. 1 100 MW de projets ont été installés en France en 2010, 875 MW en 2011 et seulement 753 MW en 2012 et la capacité cumulée des projets en attente de raccordement équivaut à celle déjà raccordée.

Le temps qui s'écoule entre le dépôt d'un projet de construction d'éolienne terrestre et sa mise en service est estimé entre six et huit ans, contre deux ans et demie en moyenne en Allemagne selon l'association de professionnels France énergie éolienne. En effet, au-delà des délais d'instruction par les services administratifs concernés, l'empilement de règlementations multiplie les motifs de recours, déposés par les opposants à l'implantation d'éoliennes dans près d'un projet sur trois.

a) Les instruments de planification

La planification des zones d'implantation des parcs éoliens s'appuie depuis la loi de 2013 sur le volet éolien des schémas régionaux climat air et énergie (SRCAE). Jusqu'à son adoption, le bénéfice de l'obligation d'achat pour un producteur d'énergie éolienne était conditionné par l'implantation du parc en zone de développement de l'éolien (ZDE). Ces zones étaient définies par le préfet en tenant compte du potentiel éolien, des possibilités de raccordement au réseau électrique, de l'impact paysager, de l'impact sur les sites remarquables et sur la

[76] Loi n° 2013-312 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes, dite loi Brottes.

biodiversité. La disparition des ZDE assouplit donc les règles d'implantation des éoliennes.

b) Les règles d'urbanisme

Les projets de parcs éoliens terrestres sont soumis à des règles d'urbanisme contraignantes qui apparaissent contradictoires. En effet, les éoliennes terrestres peuvent, en tant qu'équipement d'intérêt collectif, être construites[77] en dehors des zones constructibles[78], que ce soit en zone agricole ou en zone naturelle[79].

Toutefois, le cadre juridique est plus strict s'agissant des zones de montagne et des zones littorales. Le code de l'urbanisme[80] prévoit que les extensions d'urbanisation doivent être réalisées en continuité avec les agglomérations et villages existants. En montagne, une dérogation est prévue au profit des éoliennes en tant qu'équipements publics[81]. Ce n'est pas le cas en zones littorales, où, de fait, les parcs d'éoliennes doivent être construits en continuité des villes et villages existants. Or, les éoliennes d'une hauteur supérieure à 50 mètres ne peuvent être construites à moins de 500 mètres des habitations[82]. Les autorités préfectorales ne peuvent donc délivrer des permis de construire pour des éoliennes situées dans les zones littorales, qui sont précisément celles où soufflent des vents favorables. La loi de 2013 permet une dérogation au principe d'urbanisation en continuité de la loi littoral en Guadeloupe, Guyane, Martinique, à La Réunion et à Mayotte.

La loi Grenelle II avait également institué l'interdiction de la construction de parcs inférieurs à cinq mâts, afin de lutter contre le mitage des paysages. Les services instructeurs considéraient en général que cette mesure était efficace sur ce point, mais que, « jointe à d'autres règles environnementales ou de protection du patrimoine, cette règle risqu[ait] de compromettre bon nombre de projets en cours »[83], notamment dans les

[77] En application de l'article R 421-2 du code de l'urbanisme, les éoliennes terrestres d'une hauteur inférieure à douze mètres sont dispensées de permis de construire.
[78] Article L. 111-1 et R. 124-3 du code de l'urbanisme.
[79] Sous réserve d'un zonage spécifique et restreint et du respect du caractère naturel de la zone.
[80] Art. L.145-1 à 13 pour la montagne et art. L.146-1 à 9 pour le littoral. Une commune littorale est une commune du rivage de la mer, de l'océan, ou d'un lac d'une superficie supérieure à 1000 ha.
[81] Les parcs éoliens terrestres ont été qualifiés par le Conseil d'État (Arrêt Leloustre du 16 juin 2010) « d'équipements publics » et d'opération d'urbanisation.
[82] Article L. 553-1 du code de l'environnement.
[83] Conseil général de l'environnement et du développement durable, Instruction administrative des projets éoliens (rapport mai 2011).

régions d'habitat dispersé, comme la Bretagne. Cette règle a été supprimée par la loi de 2013.

c) La procédure ICPE

La loi Grenelle de 2010 a imposé le régime des « installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) » aux éoliennes terrestres de plus de 50 mètres de hauteur ainsi qu'à celles comprenant des aérogénérateurs d'une hauteur comprise entre 12 et 50 mètres et d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW.

Le nouveau régime, qui s'accompagne de règlementations nationales en matière de bruit, d'impact sur les radars et d'éloignement vis-à-vis des tiers, fixe une doctrine homogène sur l'ensemble du territoire national, là où les différentes autorités locales fixaient autant de prescriptions différentes. Ainsi, l'établissement par voie réglementaire de règles techniques et la possibilité d'en vérifier concrètement l'application après la procédure d'autorisation ou de déclaration sont censés limiter les contentieux.

Toutefois, même si l'enquête publique et l'étude d'impact ont été « mutualisées » entre la procédure de délivrance du permis de construire et celle relative au régime d'autorisation des installations classées, les procédures ont été alourdies. Les projets doivent désormais, en effet, faire l'objet d'une étude de dangers, d'un avis des conseils municipaux concernés, d'un avis de la commission départementale des sites, d'un avis de l'INAO (dans les zones de production de vins d'appellation d'origine), se soumettre à d'éventuelles prescriptions particulières et faire l'objet de contrôles de la part de l'inspection des installations classées.

L'élaboration de cette nouvelle doctrine homogène s'est donc faite au prix d'un empilement de dispositions réglementaires diverses qui, même avec l'adoption de la loi de 2013, caractérise encore l'encadrement juridique de l'éolien à terre et alourdit l'ensemble des démarches à accomplir pour un porteur de projet. Quant à l'effet souhaité sur la limitation des contentieux et l'harmonisation de la doctrine administrative, il n'existe pas, à l'échelle nationale, de retour d'expérience permettant de le confirmer ou de l'infirmer.

2 - La géothermie : des exigences réglementaires trop rigoureuses et inadaptées

S'agissant de l'exploitation d'une ressource du sous-sol, la géothermie relève du code minier. Toutefois, celui-ci est conçu prioritairement en fonction du modèle des industries extractives et de

leurs contraintes propres qui ne s'appliquent pas totalement à la géothermie, de dimension plus modeste et moins invasive.

Aujourd'hui, les conditions physiques de la ressource géothermique dimensionnent l'étendue des obligations administratives : (permis de recherche, enquête publique, concession pour l'exploitation). S'ajoutent à ces dispositions celles du code de l'environnement qui réglementent également les forages, ainsi que les prélèvements et réinjections et le code de la santé publique quand la consommation humaine est concernée.

La réglementation est à la fois excessivement complexe, peu lisible, et inadaptée aux évolutions techniques. Les procédures peuvent nécessiter en moyenne de dix-huit à vingt-quatre mois de délais d'instruction et peuvent dissuader des porteurs de projets.

C'est pourquoi, partant du constat de la disproportion entre ces réglementations et les enjeux de la géothermie, la loi du 22 mars 2012 relative à la simplification du droit et à l'allègement des procédures administratives (dite loi Warsman II) permet de redéfinir, par décret, le régime juridique applicable à la géothermie à basse température et simplifie largement les procédures concernée. Le décret d'application est cependant toujours en préparation.

3 - L'hydroélectricité : un potentiel réduit par le volume des contraintes réglementaires

Les contraintes environnementales réduisent fortement les opportunités de développement de la production hydroélectrique. Si l'impact de la réglementation sur les débits réservés paraît modeste[84], il n'en est pas de même pour les conséquences de la directive cadre sur l'eau de 2000 et de la loi sur l'eau et les milieux aquatiques (loi « LEMA ») du 30 décembre 2006.

Aux termes de ces dispositions, les cours d'eau seront classés à partir de 2014 selon deux listes en fonction de leur qualité écologique. Le classement sera de nature à modifier le champ d'application des anciennes règles, *a priori* dans un sens plus protecteur de l'environnement et plus restrictif pour la production hydroélectrique.

En effet, les cours d'eau classés en liste 1 seront protégés contre tout ouvrage nouveau constituant un « obstacle à la continuité écologique », c'est-à-dire la circulation de la faune (poissons

[84] Ils sont estimés à 1 TWh en 2014 et 2 TWh en 2020 sur une production totale de 72 TWh.

principalement) et des sédiments. Enfin, le renouvellement de la concession ou de l'autorisation des ouvrages existants est rendu plus contraignant que dans le dispositif antérieur.

D'après une étude d'octobre 2012 de l'Union française de l'électricité (UFE)[85], les projets actuels de classement en liste 1 rendent impossible la réalisation de 76 % du potentiel hydroélectrique supplémentaire identifié par l'UFE dans son étude de novembre 2011, soit 10,6 TWh par an[86]. Selon EDF, cette perte de production potentielle pourrait être récupérée si seulement 2 à 4 % des linéaires de rivière proposés en liste 1 en étaient sortis.

B - Des réglementations instables

Si la règlementation concernant l'éolien terrestre a fortement évolué ces deux dernières années, allant d'un durcissement (dispositions introduites par la loi du 12 juillet 2010) à un assouplissement avec la loi Brottes, un contentieux tarifaire actuellement pendant devant la Cour de justice de l'Union européenne laisse planer une grande incertitude sur le dispositif de soutien à la filière éolienne. Il a, d'ores et déjà, pour effet de bloquer le financement par les banques des nouveaux projets.

Le Conseil d'État a en effet renvoyé, le 15 mai 2012, à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) une « question préjudicielle relative au mode de financement du surcoût de l'électricité éolienne ». La Cour européenne devra juger si le tarif d'achat de l'électricité d'origine éolienne est, ou non, une aide d'État[87]. C'est seulement lorsqu'elle aura rendu son arrêt que le Conseil d'État rendra une décision définitive sur une demande d'annulation des arrêtés tarifaires sur l'éolien pris fin 2008.

En matière solaire photovoltaïque, la succession des arrêtés tarifaires publiés depuis 2006, et notamment entre 2010 et 2011, ainsi que le moratoire de décembre 2010 ont introduit une grande instabilité dénoncée par les professionnels. D'abord très favorable au développement des installations, le cadre juridique s'est ensuite durci, pour freiner le rythme de développement des capacités. D'autres pays européens, notamment l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie ont également suivi la même tendance. Après une première série de mesures de soutien

[85] Étude Union française de de l'électricité (UFE) du 26 octobre 2012, Quel potentiel hydroélectrique pour les régions françaises ? (2e partie).
[86] Étude de l'UFE du 29 novembre 2011, Quel potentiel hydroélectrique pour les régions françaises.
[87] Le motif de la saisine du Conseil d'État est que la France n'a pas notifié, préalablement à sa mise en œuvre, l'arrêté tarifaire éolien de 2008 à la Commission européenne en tant qu'aide d'État.

favorables aux producteurs, les autorités ont pris des mesures plus restrictives, destinées à limiter le coût pour la collectivité. Cette politique de l'urgence, développée en réaction aux évènements, va à l'encontre de la nécessaire stabilité à long terme du cadre juridique pour engager des projets sur quinze à vingt ans.

C - Un contentieux abondant

Que ce soit en raison de l'abondance des réglementations ou des problèmes de voisinage, les énergies renouvelables suscitent un abondant contentieux. La filière éolienne est très largement la plus concernée. Ainsi, la plupart des schémas régionaux climat air énergie sont attaqués par recours gracieux ou contentieux sur leur volet éolien, de même qu'une proportion importante des zones de développement de l'éolien (ZDE) et des décisions de permis de construire. La question de l'acceptation sociale des énergies renouvelables est donc posée.

Les décisions de l'administration font l'objet d'un nombre de recours significatif mais ne sont pas systématiquement contestées. Les recours des investisseurs contre les décisions de refus de construire sont plus fréquents que ceux des opposants contre les autorisations, dont le succès est en outre plus limité.

1 - Les contentieux sur les refus d'autorisation de construire un parc éolien

Une estimation, réalisée par le Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) en 2011 à partir d'une enquête auprès d'une soixantaine de départements, évaluait le taux de refus par les préfets à 47 % des demandes de permis de construire des parcs éoliens.

Les principaux motifs de refus sont l'atteinte aux sites et aux paysages, la covisibilité avec les secteurs et monuments protégés et l'atteinte à l'environnement. Compte tenu du caractère parfois subjectif de ces motifs, 41 % des décisions de refus font l'objet de recours en première instance de la part des porteurs de projets. La moitié aboutit, signe de la fragilité des positions de l'administration. Enfin, seulement 56 % des dossiers jugés font l'objet d'un recours en appel, essentiellement déposés par des porteurs de projet.

2 - Les contentieux sur les autorisations de construire un parc éolien

Les autorisations de construire font également l'objet de nombreux recours de la part d'associations nationales ou de riverains, en général sur la base des mêmes moyens que ceux invoqués par les préfets pour les refus, principalement l'atteinte aux sites et aux paysages, ainsi que l'atteinte à la salubrité et à la sécurité publique.

L'étude du CGEDD a ainsi constaté que 31 % des 696 autorisations de construire recensées avaient fait l'objet de recours de tiers devant le juge administratif. Le taux de réussite est relativement faible : 78 % des autorisations accordées par les préfets et faisant l'objet d'un recours sont confirmées par le tribunal administratif. Dans certains départements, le taux de confirmation atteint 95 % comme en Seine-Maritime. 88 % des décisions des tribunaux administratifs font elles-mêmes l'objet d'un recours en appel, allongeant d'autant plus les procédures.

3 - La nécessaire harmonisation de la position de l'État

Les notions d'atteinte aux sites et aux paysages et de mitage, non définies par les textes, laissent une large place à l'interprétation subjective. Sans aller jusqu'à la définition réglementaire, qui pourrait contrevenir à la simplification recherchée, une harmonisation des positions des services déconcentrés de l'État s'impose.

IV - Une organisation des pouvoirs publics inadaptée

Grâce à un volontarisme politique qui s'est exprimé dans la fixation d'objectifs ambitieux, les énergies renouvelables ont connu un réel essor ces dernières années en s'appuyant sur des dispositifs nombreux et variés. Ce foisonnement a aussi développé incohérences et instabilité, alors que l'État s'est insuffisamment organisé pour piloter cette politique complexe. Il s'en est suivi un découplage entre le niveau national et local, ainsi qu'un certain nombre de contradictions dans l'action de l'État.

A - Des compétences à préciser entre la DGEC et la CRE

La mise en œuvre de la politique de soutien aux énergies renouvelables dépend au niveau central de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) qui relève du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.

Or, en application du décret du 4 décembre 2002, les cahiers des charges des appels d'offres lancés dans les différentes filières sont établis par la commission de régulation de l'énergie (CRE), sur la base des différents critères fixés par le ministre (caractéristiques techniques des installations, lieux d'implantation, conditions économiques, etc.). Le ministre arrête ensuite les cahiers des charges après les avoir modifiés, le cas échéant. En pratique, elle est saisie directement d'un projet déjà rédigé. La marge de manœuvre de la CRE en est réduite y compris dans l'exercice de ses compétences d'évaluation des candidats.

Le Gouvernement n'est pas lié non plus par les avis de la CRE sur les tarifs de l'obligation d'achat, ce dont il use régulièrement.

Ce partage des compétences et la façon dont il est mis en œuvre entre les services ministériels, gestionnaires des politiques, et la CRE, entretiennent une confusion sur leurs rôles respectifs.

B - Une expertise insuffisante

L'État n'a pas développé toute l'expertise nécessaire à la mise en œuvre de la politique de soutien aux énergies renouvelables. Cette faiblesse est particulièrement visible en ce qui concerne la connaissance des coûts et l'impact socio-économique des mesures prises.

1 - Une mauvaise connaissance des coûts

Alors qu'il engage la collectivité sur des sujets financièrement très lourds, l'État s'est insuffisamment organisé pour disposer des données de base indispensables à la conduite de la politique en faveur des énergies renouvelables.

En effet, l'État ne dispose que d'informations lacunaires et dispersées sur les coûts de production. La DGEC a réalisé la dernière étude sur les coûts de production en 2008 et s'en remet désormais à la

CRE qui dispose d'une multitude de sources[88]. L'ADEME fournit également des informations[89] et est le seul organisme public qui a pu établir des fourchettes des coûts de production des énergies renouvelables.

Ce déficit d'expertise place l'État dans une situation d'asymétrie d'informations vis-à-vis des industriels, qui peut être source de dérive des dépenses et de situation de rente pour certains investisseurs. Ainsi, dans le cas du photovoltaïque, ces faiblesses organisationnelles ont entraîné un manque de cohérence de la politique de soutien, conduite dans l'urgence et au coup par coup. L'État s'est aussi révélé dans l'incapacité de définir des tarifs à la mesure des coûts de production. Toutefois, l'administration fait valoir que l'arrêté du 4 mars 2011 a pour objectif d'ajuster progressivement le tarif en fonction du coût de production sans nécessiter de connaissance approfondie de celui-ci.

Il appartient aux services ministériels de se doter de l'organisation nécessaire à l'élaboration de bases de données fiables et partagées qui leur permettent de dimensionner au mieux les dispositifs de soutien. À défaut, les pouvoirs publics courent le risque d'offrir des rémunérations excessives aux producteurs et de déséquilibrer les marchés par des tarifs administrés déconnectés des coûts.

2 - L'absence d'un suivi statistique d'ensemble des emplois

Le suivi statistique des effets de la politique de soutien aux énergies renouvelables souffre d'un déficit de coordination. Le seul recensement des emplois directs s'avère problématique. Les acteurs publics concernés, notamment l'INSEE, le CGDD[90], l'ADEME, participent à l'élaboration des statistiques mais sans même partager une définition unique des emplois à décompter. Par ailleurs, ces sources sont souvent croisées entre elles ou avec celles non validées des organisations professionnelles, ce qui multiplie les incertitudes et les risques de propagation des erreurs d'estimation.

[88] Dossiers d'appels d'offres s'ils sont récents, autres régulateurs européens, ADEME, associations de professionnels, internet, etc.

[89] L'ADEME s'appuie sur des informations internes, des études qu'elle pilote, des études d'organisations internationales et nationales (AIE, IRENA, EEA, NREL), de différents syndicats et associations et de cabinets de conseil.

[90] Le service de l'observation et des statistiques (SOeS) assure, au sein du Commissariat général au développement durable, le recueil de données statistiques sur les thèmes du logement, de la construction, des transports, de l'énergie et du climat, de l'environnement et du développement durable.

L'appréciation des impacts économiques réels par la seule prise en compte des emplois directs et indirects est insuffisante et nécessite également celle des emplois induits.

3 - Un impact socio-économique insuffisamment évalué

La faiblesse d'expertise de l'État se retrouve également dans sa capacité à connaître l'impact socio-économique des décisions prises. Cela peut le conduire à lancer des projets très coûteux pour la collectivité ou les consommateurs sans que les bénéfices attendus ne se produisent.

La prise de risque est consubstantielle aux grands projets industriels destinés à développer des filières d'avenir non encore matures, et est nécessaire. Cependant, le risque peut être évalué et mis en balance avec d'autres choix. Or, ces évaluations économiques ne sont aujourd'hui pas réalisées et ne peuvent donc éclairer la décision politique.

Ainsi, par exemple, la décision de développer une filière éolienne en mer a été justifiée par les perspectives en termes d'exportations et de créations d'emplois. Or, à l'exception d'une étude demandée à un cabinet de conseil, elle ne s'est appuyée sur aucune évaluation économique approfondie portant sur l'emploi induit, le développement industriel à long terme, sur les marchés français mais aussi britanniques, pourtant présentés comme complémentaires. Le coût pour le consommateur des projets attribués à l'issue du premier appel d'offres, est pourtant estimé par la CRE à 1,1 Md€ par an, pendant vingt ans à partir de 2020.

De même, le choix stratégique de développer les panneaux photovoltaïques intégrés au bâti a été pris sans mesurer la capacité de la filière à répondre correctement à la demande. Motivé par l'idée que l'industrie française serait plus compétitive face à ses concurrents, notamment chinois, sur des produits à plus forte valeur ajoutée, ce choix s'est révélé décevant. Outre son coût croissant pour la collectivité[91], la filière n'a pas pour l'instant réussi à s'imposer à l'international et reste handicapée par une mauvaise organisation de la profession[92].

Par ailleurs, initialement conçu pour des habitations neuves, le concept a été étendu aux bâtiments existants, ce qui supposait de

[91] La prime d'intégration au bâti s'élevait ainsi dans l'arrêté tarifaire de 2006 à 250 €/MWh, soit 83 % du tarif de base. En 2011, 99 % des contrats d'achat relatifs à des installations photovoltaïques concernaient des installations intégrées au bâti.

[92] Le développement de l'intégré au bâti doit, en effet, s'appuyer sur des compétences spécifiques et nouvelles dans les métiers du bâtiment. Or la formation des professionnels n'a pas été à la hauteur des besoins. Ainsi, des électriciens se sont improvisés couvreurs et inversement et des défauts d'étanchéité ont pu être constatés, outre le seul renchérissement des coûts en raison de l'installation.

remplacer tout ou partie de la toiture par des panneaux. Ainsi, outre le renchérissement des coûts d'installation, des défauts d'étanchéité ont pu être constatés.

C - Des défaillances dans la prise de décision

1 - Une mauvaise utilisation de la procédure d'appel d'offres

La procédure d'appels d'offres respecte un cadre réglementaire garantissant la stricte égalité de traitement des candidats. Ainsi, les offres retenues sont celles qui sont les mieux notées à partir de critères transparents, objectifs et s'appliquant à chacune d'elles. Dans la pratique, ces principes n'ont pas toujours été appliqués.

Ainsi, en 2004, à l'occasion d'un premier appel d'offres pour développer des projets éoliens en mer, le choix envisagé par le ministre ne respectait pas le classement des offres établi par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en application des critères de notation. Malgré l'avis négatif de cette dernière, qui préconisait notamment de déclarer l'appel d'offres sans suite, le ministre a tout de même retenu un projet mais ce dernier n'a finalement jamais été réalisé.

Plus récemment, dans le cadre de l'appel d'offres de juillet 2011 relatif à l'éolien en mer, le site de Saint-Brieuc a été attribué à la société Ailes marines SAS recourant aux turbines d'AREVA alors que la société EMF était mieux classée par la CRE. La DGEC proposait pour sa part une solution de remise en jeu du lot de Saint-Brieuc avec celui du Tréport, qui n'avait pas été attribué, mais elle n'a pas été suivie non plus par le ministre. L'option retenue visait à donner la possibilité à AREVA de maintenir un programme industriel autour du Havre, avec l'espoir de se repositionner sur un deuxième appel d'offres étendu au Tréport. Elle a abouti à privilégier un candidat en dépit d'un prix plus élevé que celui proposé par EMF.

Dans la filière biomasse, un appel d'offres lancé en 2010 avait fixé un objectif de 200 MW de puissance mais le ministre est allé au-delà. Tous les dossiers jugés recevables par la CRE ont été sélectionnés par arbitrage ministériel, soit 420 MW au total, y compris des offres qui avaient obtenu la plus mauvaise note et qui n'auraient pas été retenues si le seuil de 200 MW n'avait pas été dépassé. Ainsi, sur les quinze projets, six ont obtenu une « note prix » quasiment nulle et trois ne produiront quasiment que de l'électricité.

Le cas spécifique du projet n° 20 d'E.ON Provence Biomasse

Une tranche de production d'une ancienne centrale thermique utilisant des combustibles fossiles doit être reconvertie en une installation de cogénération biomasse. Cette unité produira principalement de l'électricité, ce qui la conduit à afficher un taux d'efficacité énergétique modeste par rapport aux projets de cogénération. Elle importera 48 % de granulés de bois du Canada, des États-Unis et d'Amérique du Sud.

Le projet était classé par la CRE, en dernière position à l'issue de l'appel d'offres de 2010. Il a néanmoins été retenu par décision ministérielle et, avec d'autres projets également mal notés, a conduit au dépassement du plafond de puissance initialement fixé pour l'ensemble de l'appel d'offres.

2 - Des décisions tardives

La situation qu'a connue la filière solaire photovoltaïque durant la période 2010 à 2011 a été qualifiée par certains de « bulle » photovoltaïque, provoquée par une déconnexion entre les tarifs d'achat et la réalité des coûts. Ce phénomène n'est toutefois pas propre à la France ; il est observé également dans la plupart des pays européens, notamment en Espagne, en République Tchèque, au Royaume-Uni et en Allemagne. Or, en France, cette situation avait été anticipée dès 2006 par la CRE dans ses avis sur les différents projets d'arrêté tarifaire photovoltaïque. Une première baisse des tarifs n'est intervenue qu'en janvier 2010. Elles s'est révélée insuffisante. Une mission conjointe inspection générale des finances – conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (IGF-CGIET) diligentée par le ministre le 26 mars 2010 a également constaté que la déconnexion entre les tarifs d'achat et la baisse du prix des panneaux expliquait l'envolée des demandes de contrats fin 2009. La DGEC, pour sa part, alertait le cabinet ministériel par trois notes rédigées entre mai et juillet 2010.

Les premiers signes précurseurs de la bulle à venir étaient donc identifiés mais les décisions ont tardé à être prises. Un deuxième arrêté tarifaire a dû être pris en août 2010, mais n'a pas permis d'endiguer la hausse des demandes de raccordement qui ont atteint 6,4 GW fin 2010, soit six fois la puissance photovoltaïque déjà installée. Aussi, une suspension de l'obligation d'achat pour une durée de trois mois a dû être décidée en décembre 2010[93] et enfin un nouvel arrêté a été adopté le 4 mars 2011. Ce n'est qu'à partir de là que le phénomène de « bulle » a pu être circonscrit.

[93] Décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

3 - Des retards dans la production d'électricité géothermique

Plus favorablement dotée que la France, l'Italie dispose d'une capacité de production électrique d'origine géothermique de plus de 800 MW, sur un total en Europe de 1 600 MW. Il n'existe en France que deux installations, dont une de recherche, avec une puissance totale installée particulièrement limitée (17,2 MW). À l'horizon 2020, les ambitions affichées dans le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables sont d'augmenter de 65 MW la puissance géothermique à des fins électriques par rapport à 2010 pour la porter à 80 MW. À titre de comparaison, cette augmentation représente moins de 3 % des capacités hydroélectriques supplémentaires devant être installées d'ici 2020.

Le gouvernement a donc développé une série d'actions, notamment une augmentation des tarifs d'achat et des mesures de soutien à la recherche et à l'innovation à travers les Investissements d'Avenir.

Les objectifs à 2020 pour l'Outre-mer étaient néanmoins ambitieux. Ils prévoyaient en effet 30 % d'énergies renouvelables dans la consommation de Mayotte et 50 % dans les autres collectivités locales d'outre-mer. La géothermie devait largement contribuer à cet objectif, en particulier dans les îles volcaniques des Antilles et de La Réunion.

La situation concrète en est toutefois très éloignée. En effet, les moyens de l'État mobilisés pour la géothermie ont été essentiellement concentrés sur la seule installation de production d'électricité d'origine géothermique située en Guadeloupe au lieu-dit Bouillante qui a connu de multiples déboires. Cette usine est aujourd'hui exploitée par le bureau de recherches géologiques et minières (BRGM), dont ce n'est pas le métier. Le gouvernement souhaite en confier l'exploitation à un industriel, mais les besoins en investissement de 138 M€ ont dissuadé jusqu'ici les investisseurs, dont EDF.

Finalement, l'usine de Bouillante produit aujourd'hui de l'électricité mais les interruptions d'activité pour panne ou grève comme les choix technologiques conduisent à renchérir les coûts de production. Ces derniers n'ont pas été communiqués à la Cour.

Ainsi, après des années d'activités géothermiques en Guadeloupe et alors que la production d'électricité géothermique se développe dans le monde, les industriels français de la filière ne disposent d'aucune référence sur leur propre marché et aucun autre projet n'a pu être développé[94].

Soultz-Sous-Forêts: électricité géothermique, recherche et fracturation hydraulique

L'unique unité de production d'électricité géothermique en métropole est située à Soultz-Sous-Forêts (Bas-Rhin en Alsace). La chaleur géothermale est extraite d'une eau pompée à 5000 mètres de profondeur à plus de 200 °C après fracturation hydraulique. Cette dernière est exploitée en surface pour produire de l'électricité avant d'être réinjectée.

L'installation est un centre de recherche sur les techniques d'exploitation de la géothermie profonde fonctionnant depuis 1986. Une unité de production de 1,5 MW a été mise en service en 2008. L'étape, désormais envisagée, consiste à développer un prototype à dimension industrielle dans le cadre des Investissements d'avenir. Ces travaux n'ont de sens que s'ils peuvent déboucher sur un mode de production d'électricité ou de chaleur dont les coûts de production seraient acceptables pour la collectivité. Ces coûts n'ont pu être produits à la Cour, malgré ses demandes.

En outre, des interrogations demeurent sur la soutenabilité de la technique de fracturation hydraulique utilisée au regard de ses impacts possibles sur l'environnement[95].

D - Un manque de contrôle

1 - Des dérives observées dans le solaire photovoltaïque

Le système de l'obligation d'achat relève d'une logique de « guichet ouvert » dans lequel toute personne remplissant les conditions (sur une base déclarative) peut signer un contrat d'achat avec EDF ou une entreprise locale de distribution.

[94]La Martinique présente pourtant un profil volcanique aussi favorable que la Guadeloupe. La situation n'y a pas dépassé le stade des études et, au mieux, des forages d'exploration. Quant à La Réunion, le potentiel serait très réduit en raison de la localisation des sources géothermiques au cœur du parc naturel classé au patrimoine mondial de l'UNESCO.

[95] Les techniques de fracturation hydraulique sont différentes de celles mises en œuvre pour l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.

L'enjeu du contrôle est donc essentiel compte tenu du poids du solaire photovoltaïque dans le montant de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) (estimé à 35,8 % par la CRE[96] et 41 % des charges au titre de 2013 soit 2,1 Md€), d'autant plus que plusieurs cas de fraudes sont d'ores et déjà constatés par la CRE. Ainsi peuvent être constatées de fausses déclarations pour bénéficier abusivement de la prime de l'intégré au bâti, des découpages en tranches d'une installation afin de bénéficier d'un tarif plus élevé que si l'on considérait l'installation dans son ensemble et un gonflement de la production annuelle déclarée.

Un quatrième cas, qui ne constitue pas une fraude à proprement parler mais plutôt un abus du système, consiste à réaliser une installation tout à fait conforme, mais sur le toit d'un bâtiment agricole de circonstance, plus ou moins surdimensionné par rapport aux besoins de stockage de l'exploitation.

Or, le dispositif réglementaire en vigueur ne prévoit aucun dispositif de contrôle des installations a priori, mais seulement une possibilité de contrôle qui est donnée à l'acheteur, EDF essentiellement, si la production annuelle déclarée par le producteur dépasse 90 % d'un plafond théorique. De fait, cette possibilité n'est quasiment pas utilisée. Les agents d'EDF n'y ont pas véritablement vocation, d'autant plus que les contrôles doivent être faits sur des propriétés privées et, pour ce qui concerne les installations sur toiture, dans des conditions particulières. Sur place, au-delà de l'instruction classique du permis de construire, les services déconcentrés de l'État n'ont pas non plus les moyens, ni juridiques ni humains, de réaliser des vérifications. Enfin, les critères permettant de caractériser une installation (intégré au bâti, intégré simplifié ou simple surimposition sur un toit existant) nécessitent des compétences techniques qui ne sont guère réunies en l'espèce. Seule la CRE effectue quelques contrôles, très sommairement, compte tenu de ses moyens et de ses missions principales.

Dans sa réponse à la Cour, le ministre indique que des contrôles systématiques ont d'ores et déjà été introduits dans le cahier des charges du dernier appel d'offres solaire.

2 - Les difficultés à contrôler la provenance de la biomasse

En raison des tensions créées sur les ressources locales en biomasse, les projets doivent prévoir des plans d'approvisionnement viables sur lesquels les préfets de région donnent leur avis.

[96] CRE, rapport d'activité 2011.

Or, les services déconcentrés ne peuvent pratiquement pas contrôler la provenance de la ressource en raison de l'organisation de la filière mais aussi des volumes concernés. Il peut s'ensuivre des difficultés locales d'approvisionnement constatées en phase d'exploitation.

E - Un rôle mal défini pour les collectivités locales

L'État a développé deux instruments principaux pour associer les collectivités locales au développement des énergies renouvelables : les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) et les plans climats énergie territoriaux. Si la démarche va dans le bons sens, elle est restée limitée en raison de la portée insuffisante des premiers et de la relative implication des acteurs locaux dans les seconds.

1 - Les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE)

L'article L. 222-1 du code de l'environnement, tel que modifié par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, prévoit que le préfet de région et le président du conseil régional élaborent conjointement un projet de schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie[97]. Il fixe, à l'échelon du territoire régional et à l'horizon 2020 et 2050, les orientations permettant d'atténuer les effets du changement climatique et d'atteindre l'objectif national de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050. Ces schémas comprennent un volet éolien définissant les parties du territoire favorables au développement de cette forme d'énergie.

Si ces schémas ont permis d'établir un état des lieux et de sensibiliser les acteurs locaux, ils restent en pratique d'une portée limitée pour assurer le développement des énergies renouvelables.

D'une part, en effet, le processus a pris plus de temps que prévu. Initialement fixée au 11 juillet 2011, l'échéance pour l'achèvement des schémas a été repoussée à la fin 2011 et le décret d'application n'a été signé que le 16 juin 2011. Début 2013, seuls quatorze schémas sur vingt-six ont donc été achevés. D'autre part, l'absence de méthodologie commune, malgré la diffusion d'un guide par le ministère chargé de l'environnement[98], rendra difficile l'agrégation nationale des schémas.

[97] Le décret n° 2011-678 du 16 juin 2011 précise le contenu et la démarche d'élaboration des schémas.
[98] Instruction du Gouvernement du 29 juillet 2011 relative aux schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie.

Par ailleurs, l'exercice n'a pas su trouver de point d'équilibre entre respect des objectifs nationaux et respect du principe de libre administration des collectivités locales. Si l'article L. 222-1 du code de l'environnement dispose que les schémas régionaux doivent être établis « conformément aux objectifs issus de la législation européenne relative à l'énergie et au climat », c'est-à-dire, conformément aux 23 % nationaux, aucun objectif régional ne pouvait être fixé par le niveau central en raison de la méconnaissance des potentiels régionaux et du souci de ne pas court-circuiter la discussion locale[99].

Enfin, alors que ces schémas doivent notamment servir de base aux estimations des besoins d'investissement sur les réseaux électriques, dans le cadre des schémas régionaux de raccordement, ils ne se révèlent souvent pas assez précis pour cela.

2 - Les plans climats-énergie territoriaux (PCET)

Parallèlement aux schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie, les régions, les départements, les communes et leurs groupements de plus de 50 000 habitants devaient avoir adopté un « plan climat-énergie territorial » pour le 31 décembre 2012 qui définit, dans le cadre des orientations du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), des mesures opérationnelles pour assurer la maîtrise de l'énergie et développer les énergies renouvelables. Fin octobre 2012, les plans n'avaient été adoptés que par 6,6 % des collectivités concernées (15 % si l'on prend en compte les plans adoptés sur la base de textes plus anciens) en raison notamment du retard pris dans l'élaboration du décret d'application[100], intervenu plus d'un an et demi après l'adoption des dispositions législatives[101].

[99] Les difficultés des énergies renouvelables sont souvent liées, notamment pour les éoliennes, à l'acceptation des populations.
[100] Décret n° 2011-829 du 11 juillet 2011 relatif au bilan des émissions de gaz à effet de serre et au plan climat-énergie territorial.
[101] Loi n° 2010-1563 du 16 décembre 2010 - art. 17.

La place des collectivités locales chez nos principaux partenaires européens en matière d'énergie renouvelable

Certains pays européens ont mis en place une organisation plus ou moins décentralisée du système électrique. Plusieurs ont accordé des compétences en matière d'énergie aux collectivités territoriales, en général les régions.

Du fait de sa structure fédérale, l'Allemagne dispose sans doute à cet égard, du système électrique le moins centralisé, puisque les gouvernements des *Länder* sont chargés de mettre en œuvre la politique de développement des énergies renouvelables sur le plan régional.

En Espagne, les dix-sept communautés autonomes (régions) ont, au sein de leurs gouvernements respectifs (souvent dans le cadre d'une Agence régionale de l'énergie), un responsable de l'énergie, notamment pour la mise en œuvre des plans nationaux et régionaux en matière d'économies d'énergie et de développement des énergies renouvelables.

En Italie également, les autorités locales, régions et provinces, ont un rôle important dans la mise en œuvre de la politique énergétique italienne.

V - De fortes contraintes physiques

A - Un réseau à adapter

Le système électrique est conçu pour acheminer l'électricité produite par les centrales de production jusqu'au consommateur final. Elle est transportée par des lignes à haute tension qui constituent le réseau de transport, jusqu'aux réseaux de distribution (réseaux moyenne et basse tension) qui desservent les clients.

L'électricité ne pouvant se stocker facilement, les gestionnaires de réseau doivent en permanence ajuster le niveau de production à celui de consommation. Afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, les groupes de production sont appelés dans l'ordre croissant de leur coût de production (interclassement ou « *merit order* »), jusqu'à satisfaction de la demande. Ainsi, en cas de pic de consommation, si les moyens en base[102]

[102] La demande régulière et constante d'électricité correspond à la demande de base. Les consommations au-delà de la cette demande de base constitue la demande de pointe. Les moyens de production en base sont ceux qui répondent à cette demande de base. Dans un parc de production optimal, les moyens à forts coûts fixes et faibles coûts variables (nucléaire, hydraulique « au cours de l'eau ») couvrent la base. Les moyens de production à faibles coûts fixes mais à fort coût variable (turbines à combustion) interviennent quelques centaines d'heures par an lors des pics de demande. Entre les deux, des moyens en « semi-base » (gaz, charbon, nucléaire) couvrent les besoins de quelques milliers d'heures par an.

ne suffisent pas, le gestionnaire, RTE, fait appel, dans l'ordre, à la production hydraulique des lacs de barrage, puis aux centrales de cogénération, puis aux centrales à charbon, les moyens les plus chers étant les groupes au fuel et au gaz.

L'émergence des installations de production d'énergies renouvelables dans le *mix* électrique a des conséquences sur cet équilibre. Bénéficiant d'une garantie d'achat et de raccordement au réseau, elles écoulent leur production quel que soit l'état de la demande. Les gestionnaires de réseau doivent donc assurer la gestion de leur intermittence. En cas d'insuffisance de production, ils doivent faire appel à des capacités de soutien (*back up*) ou à des importations et, en cas d'excédent, ils doivent arrêter la production d'autres groupes ou évacuer l'électricité sur des réseaux voisins. Par conséquent, l'arrivée des énergies renouvelables sur le réseau bouleverse l'ordre traditionnel de l'interclassement.

B - Une intermittence à gérer

Plusieurs filières d'énergies renouvelables (solaire, éolienne, marémotrice et hydraulique « au fil de l'eau ») présentent la caractéristique d'être intermittentes : les périodes de production dépendent de la disponibilité des productibles (vent, soleil notamment) et ne correspondent donc pas toujours aux périodes de consommation.

Cette déconnexion entre production et consommation peut se traduire par des variations de tension et de fréquence sur les réseaux de transport et de distribution et en endommager les composantes. Dans le cas de l'éolien, les variations peuvent d'ailleurs être très brutales en cas d'arrêt forcé[103] et du fait des concentrations d'éoliennes en parcs.

Faute de stockage, la gestion de l'intermittence est donc indispensable.

1 - Un système électrique historiquement centralisé

Le système électrique français, à l'instar de celui des pays industrialisés, s'est développé selon une logique centralisée. De grosses unités de production, nucléaires ou localisées à proximité de la ressource primaire (bassins hydraulique, terminal méthanier, etc.), sont connectées aux réseaux de transport à des niveaux de tension élevés pour délivrer leur production aux centres de consommation. Il offre aux

[103] En cas de vent trop fort, les systèmes de sécurité stoppent les éoliennes et la production passe brutalement du maximum à zéro.

consommateurs la garantie de fourniture d'électricité de qualité constante sans considération de la disponibilité locale d'une quelconque production. Or, le développement des installations à base d'énergies renouvelables répond à une logique plus décentralisée et pose ainsi des difficultés d'adaptation des réseaux.

a) Les raccordements au réseau de moyenne tension

Les unités de production concernées, l'éolien et un tiers du photovoltaïque, sont de tailles modestes mais sont assemblées en « fermes » dépassant souvent plusieurs dizaines de mégawatt. Elles nécessitent donc, en général, des ouvrages de raccordement au réseau affectés à leur usage exclusif et leur production est en général consommée ailleurs.

b) Les raccordements au réseau de basse tension

Les installations raccordées en basse tension sont aujourd'hui presque exclusivement de nature photovoltaïque. La production des installations domestiques de faible puissance (3 kW) qui représentent un tiers de la production aujourd'hui, peut, dès lors qu'aucun effet de grappe n'est constaté, être absorbée sur place sans nécessiter de renforcement de réseau au-delà du raccordement lui-même.

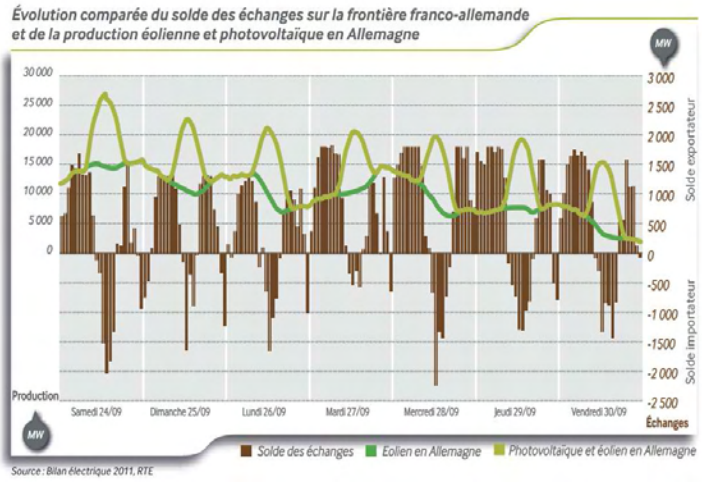
Les unités de plus forte puissance (un tiers de la production également) posent plus de difficultés. Lorsque leur production est consommée sur place (cas d'une ombrière de parking dans une zone commerciale pendant les jours ouvrables), ce qui est assez rare, elles ne posent pas de difficultés particulières. Elles constituent cependant en général de simples centres de production d'électricité sans lien avec un centre de consommation local (ex. hangar agricole isolé). Elles ne présentent alors aucun avantage pour le système électrique. En effet, trop peu importantes pour bénéficier d'économies d'échelle, elles nécessitent quand même des adaptations importantes et le plus souvent des créations d'éléments de réseaux.

c) Des effets possibles sur le réseau de transport

Le développement d'une production en basse tension sur un ensemble de sites de petite taille, même dispersés, peut nécessiter, à partir d'un certain point, des besoins de renforcements sur le réseau de transport lui-même.

Les échanges électriques franco-allemands mesurés en 2011 sont, à ce titre, particulièrement illustratifs. Lorsque les productions éoliennes et photovoltaïques allemandes doivent être évacuées, elles font appel aux infrastructures du réseau de transport et aux interconnexions. Ainsi, les importations françaises d'électricité correspondent exactement aux pics de productions de ces deux énergies.

Graphique n° 11 : évolution du solde des échanges d'électricité avec l'Allemagne et de sa production éolienne et photovoltaïque



d) La sécurité de l'exploitation

L'exploitant d'un réseau est légalement responsable de la sécurité de son exploitation sur les personnes et les biens. Il doit s'assurer en particulier qu'en cas de défaut, le réseau soit automatiquement mis hors tension. Pour cela, les distributeurs ont déployé depuis des années des automatismes de protection, qui, d'une façon plus complexe, remplissent la fonction des disjoncteurs et interrupteurs automatiques de l'amont (haute tension) vers l'aval (basse tension). Avec le développement de capacités de production décentralisées et la circulation de l'électricité de l'aval vers l'amont, ces automatismes ne suffisent plus. Les dispositifs de sécurité doivent donc également être révisés.

2 - Une gestion de l'intermittence à mettre au point

Certains dispositifs existent aujourd'hui pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau électrique, mais ils ne sont pas toujours opérationnels et restent coûteux.

a) Les installations de back-up

Quand la production des énergies intermittentes est insuffisante, les gestionnaires de réseaux doivent pouvoir compter sur des unités de production, dites de *back-up*, pouvant démarrer quasi-instantanément ou avec un court préavis. Aujourd'hui, seules les centrales hydrauliques avec stockage ou les centrales au fioul sont en mesure de répondre à la demande (« réserves à chaud » c'est-à-dire avec un court préavis). Les centrales au charbon ou au gaz peuvent, quant à elles, intervenir en quelques heures (« réserves à froid »). Ces moyens font appel, pour la plupart, à des énergies fossiles, émettrices de CO_2.

Dans son bilan prévisionnel 2012, le réseau de transport d'électricité (RTE) prévoit à l'horizon 2030 dans son scénario de référence, 16 GW de moyens de pointe (fioul, TAC et effacements de consommation), contre 10,2 GW en 2012. Pour autant, selon RTE, aucune étude sérieuse sur les besoins de développement des réserves « à chaud » ou « à froid » n'a encore été menée permettant d'estimer, pour France, le coût des unités de *back-up* induites par le développement des énergies renouvelables.

b) Le stockage de l'énergie

En permettant d'absorber les excédents de production pour les restituer dans les périodes de forte consommation, le stockage peut apporter une contribution à la gestion technique des problèmes liés à l'intermittence. Il peut également être un outil d'optimisation économique en permettant des arbitrages entre des périodes présentant des coûts différenciés pour les opérateurs opérant sur le marché.

Les techniques de stockage sont très variées et peuvent se diviser en cinq grandes familles[104] :

- l'énergie mécanique potentielle (barrage hydroélectrique, Station de Transfert d'Energie par Pompage ou STEP, STEP en façade maritime, stockage d'énergie par air comprimé ;
- l'énergie mécanique cinétique (volants d'inertie) ;

[104] Source : rapport énergies 2050.

- l'énergie électrochimique (piles, batteries, condensateurs, vecteur hydrogène, supercapacités) ;
- l'énergie magnétique (stockage d'énergie magnétique par bobine supraconductrice) ;
- l'énergie thermique (chaleur latente ou sensible).

En considérant le coût d'investissement des différentes technologies, rapporté à leur capacité de stockage (€/kWh) en 2011, les stockages par eau (STEP) et air comprimé en caverne apparaissent les moins coûteux (moins de 200 €/KWh alors que les batteries classiques ont un coût estimé entre 500 et 1 500 €/KWh et les batteries Nickel Métal Hybride (NiMH) par exemple, atteignent entre 400 et 1500 €/KWh).

c) Les « réseaux intelligents » ou « smart grids »

La gestion des tensions entre offre et demande peut également passer par une modulation de la consommation, qui peut aller de sa programmation à des moments favorables, jusqu'à son effacement avec ou sans substitution par d'autres énergies (ex. chauffage bois, etc.). Plusieurs mécanismes incitatifs ont depuis longtemps été mis en place (options tarifaires heures creuses/heures pleines[105], effacement jour de pointe (EJP), TEMPO, contrats bilatéraux entre consommateur et fournisseur). L'ajustement peut aussi se faire en intervenant sur la production d'électricité renouvelable, dont les variations peuvent être brutales.

Or, les responsables de réseaux ne disposent pas aujourd'hui de dispositifs permettant de commander les installations d'énergies renouvelables. Les réseaux intelligents doivent donc permettre d'améliorer la gestion des flux en agissant à la fois sur la consommation et sur la production. Ils reposent sur le principe de la mise en réseau d'outils relevant des nouvelles technologies de l'information et de la communication (capteurs, calculateurs, etc.), capables de communiquer entre eux en permanence.

[105] Selon RTE, la réduction de consommation des consommateurs raccordés aux réseaux de distribution générée par les options EJP et Tempo s'élève globalement à 2 800 MW (effet complémentaire de réduction des pertes inclus). Les clauses d'effacement contractuel hors tarifs réglementés, qui concernent aujourd'hui surtout des établissements industriels très gros consommateurs offrent un potentiel d'effacements supplémentaires estimé à 1 000 MW. Enfin, le dernier appel d'offres lancé par RTE sur le mécanisme d'ajustement, lancé fin 2010, a permis de contractualiser des offres pour un volume total de 230 MW.

Ces outils sont encore en phase expérimentale. Quatre appels à manifestation d'intérêt ont été lancés par l'ADEME, financés dans le cadre des investissements d'avenir. À ce jour, seize projets ont été retenus pour un engagement financier public de 88 M€.

d) L'interconnexion des réseaux

L'interconnexion des réseaux renforce la garantie d'approvisionnement et permet d'évacuer l'excédent de production. À cet égard, elle facilite l'intégration des énergies renouvelables. Elle rend aussi les États plus solidaires les uns des autres.

Au niveau européen, le besoin en lignes supplémentaires très haute tension (THT) pour accueillir les énergies renouvelables est estimé à 20 000 km d'ici 2020. En ce qui concerne la France, plusieurs projets de création, renforcement ou mise à niveau d'interconnexions[106] sont à l'étude, mais elles ne sont toutefois pas liées uniquement à l'augmentation de la part d'énergies renouvelables dans le *mix* énergétique.

Outre leur financement, qui repose *in fine* sur le consommateur, ces besoins de lignes nouvelles se heurtent à des difficultés d'acceptabilité sociale. RTE estime ainsi entre 8 et 10 ans la durée moyenne nécessaire pour construire une ligne à haute tension, dès lors que la décision est prise. L'anticipation des besoins de développement d'infrastructures le plus tôt possible est donc nécessaire.

3 - Des difficultés maitrisées jusqu'à présent

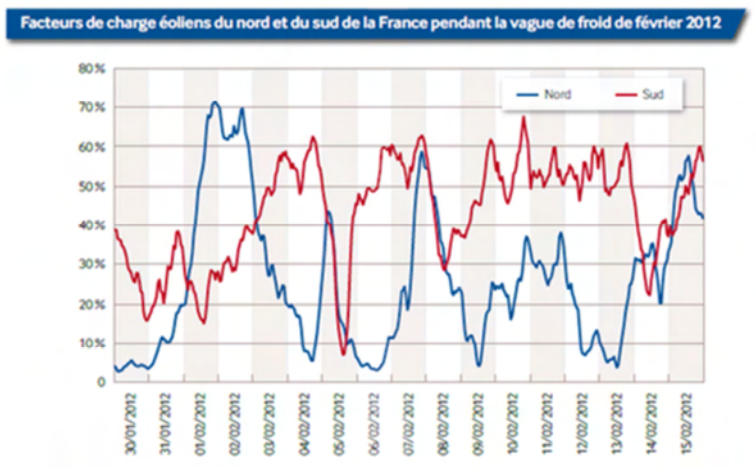
Pour les gestionnaires de réseaux, responsables de l'équilibre entre la production et la consommation, la gestion de l'intermittence ne pose pas encore de difficultés majeures[107]. En effet, les énergies concernées[108] ne représentent encore qu'environ 8 % de la production électrique française et la réalisation des objectifs fixés pour 2020, portant la part de la production des énergies intermittentes à 10,3 %, ne devrait pas modifier la situation. En revanche, la gestion des pointes de consommation pourrait être plus difficile.

[106] France avec Espagne, Italie et Belgique.
[107] Dans certains cas, un seuil de « tolérance » a quand même été fixé pour l'intégration d'énergies renouvelables dans le réseau, par exemple 30 % dans les zones dites interconnectées.
[108] Énergies éoliennes, solaires et hydraulique « au fil de l'eau », ce dernier dépendant des variations des débits des cours d'eau.

Par ailleurs, en France, la diversité du régime des vents et d'ensoleillement permet souvent de compenser la faiblesse de la ressource dans une zone par sa disponibilité dans une autre. Cette complémentarité est également saisonnière. L'hiver favorise plutôt la production éolienne, le printemps et l'été la production photovoltaïque et le printemps la production hydraulique.

En revanche sur les périodes de froid exceptionnellement intenses, il subsiste des doutes sur la disponibilité réelle de la puissance éolienne. RTE a toutefois constaté que la production d'énergie éolienne n'est pas plus faible durant ces périodes, qui correspondent à des pics de consommation, avec un facteur de charge moyen national proche de 25 % (contre 23 % en temps normal) avec cependant une atténuation nettement plus marquée dans la moitié Nord de la France. Le graphique ci-dessous illustre les facteurs de charge enregistrés lors de la vague de froid de février 2012 et souligne l'existence de plusieurs zones de vents en France ce qui peut favoriser l'insertion éolienne dans le système électrique français.

Graphique n° 12 : le foisonnement des vents entre le Nord et le Sud au mois de février 2012



Source : réseau de transport d'électricité (RTE)

Enfin, Météo France développe des outils de prévision à une journée qui laissent au gestionnaire du réseau RTE, responsable de l'équilibre entre la production et la consommation, un délai suffisant, selon le gestionnaire, pour mobiliser les moyens de production nécessaires.

C - Un potentiel parfois limité

Considérées généralement comme illimitées, les sources d'énergies renouvelables, à l'instar de la biomasse, de l'hydroélectricité ou l'énergie solaire, peuvent néanmoins avoir une disponibilité limitée, être difficiles à évaluer ou du moins soumises à la loi des rendements décroissants, les gisements les plus productibles étant en général exploités en premier. Enfin, elles peuvent parfois être mal adaptées au profil de consommation.

1 - La biomasse : une ressource difficile à mobiliser et à évaluer

L'exploitation de la forêt est la principale source de biomasse utilisée à des fins énergétiques. Celle-ci couvre 16,1 millions d'hectares en France métropolitaine dont 67 % exploitables[109]. Elle fait pourtant l'objet d'une sous-exploitation, constatée depuis trente ans de façon récurrente[110] et consécutive aux difficultés d'organiser une filière bois efficace[111].

Le potentiel réellement disponible pour un usage énergétique est très difficile à évaluer même si, selon les statistiques officielles, il serait suffisant pour atteindre les objectifs de production d'énergies à partir de sources biomasse à l'horizon 2020.

Enfin, le bois énergie ne représente qu'environ 7 % de la valeur produite par la filière bois en France[112]. La forêt reste, en effet, prioritairement exploitée pour alimenter les filières du bois d'œuvre (78 %) et d'industrie (15 %) et peut donc faire l'objet de conflits d'usage.

[109] Selon l'Inventaire forestier national, cette proportion de la surface forestière est considérée comme facile ou moyennement facile à exploiter. Seules la Corse, Provence-Alpes-Côtes d'Azur (PACA) et Rhône-Alpes ont plus de 10 % de leurs forêts non destinés à la production de bois (forêt de protection en montagne ou zones forestières très difficiles d'accès).

[110] Le premier rapport sur le sujet date de 1978 (rapport Meo-Bétolaud). Il a été suivi par les rapports Duroure en 1982, Bianco en 1998, Juillot en 2003 puis Puech en 2009.

[111] La forêt française est extrêmement morcelée. Les parcelles privées en représentent 75 %, dont le quart d'une surface inférieure à quatre hectares; la forêt domaniale 10 % et les autres forêts publiques 15 %. Les propriétaires privés sont traditionnellement peu enclins à exploiter leurs parcelles, soit pour des raisons des conditions économiques, soit pour des raisons culturelles (utilisation pour la chasse notamment).

[112] Sur la base de l'activité des entreprises de plus de vingt salariés (hors commerce), soit 75 % des effectifs et 83 % du chiffre d'affaires de la filière.

2 - L'hydroélectricité : un potentiel limité

Les dernières évaluations publiques du potentiel hydroélectrique inexploité datent de 2006[113] et le situaient entre 25 et 30 TWh. Une étude de l'Union Française de l'électricité l'estimait pour sa part à 10,6 TWh en 2011, dont près de 90 % produits par de nouveaux ouvrages.

De nombreux paramètres n'ont cependant pas été pris en compte, notamment la faisabilité économique, l'amélioration technique des centrales existantes et surtout la loi sur l'eau et les milieux aquatiques (LEMA) de 2006, dont les effets ne pourront être réellement mesurés avant janvier 2014[114]. Parallèlement, l'augmentation des débits réservés[115] sur cours d'eau pourrait réduire la production actuelle de 2 TWh d'ici 2020.

Après révision, le potentiel hydroélectrique théorique restant à exploiter atteindrait donc seulement 2,5 TWh par an[116].

3 - L'énergie solaire : un meilleur rendement dans les régions du Sud

La production solaire photovoltaïque, fortement dépendante des conditions d'ensoleillement, n'est que partiellement adaptée aux courbes de consommations de l'électricité en métropole. En été, la production est corrélée à la courbe de consommation lors des pics méridiens mais ne l'est plus lors du pic de dix-neuf heures. En hiver, avec un ensoleillement six à sept fois inférieur, la production est faible le matin et peut être nulle le soir, partiellement en décalage, là encore, avec la consommation.

Par ailleurs, les technologies photovoltaïques à concentration, non matures, et thermodynamiques[117] sont prometteuses mais nécessitent un fort ensoleillement qui n'est pas disponible partout.

---

[113] Rapport sur *les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France de 2006* - DAMBRINE Fabrice - Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie ; ADEME et agences de l'eau.

[114] Date de mise en œuvre des dispositions de la loi sur le classement des cours d'eau.

[115] Article L. 214-18 du code de l'environnement - Tout ouvrage transversal dans un cours d'eau, notamment les 2 000 ouvrages dévolus à la production hydroélectrique, doit laisser à l'aval de ce cours d'eau un *« débit minimal garantissant en permanence la vie, la circulation et la reproduction des espèces »* présentes.

[116] Évaluation de l'UFE d'octobre 2012.

[117] Elles permettent de convertir le rayonnement solaire direct en chaleur utilisée directement ou dans une centrale thermique pour produire de l'électricité.

——— *CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS* ———

La politique de développement des énergies renouvelables peine à maintenir la trajectoire fixée dans le plan national d'action 2009 – 2011 et destinée à atteindre les objectifs que la France s'est fixés pour 2020.

Cette situation s'explique par les spécificités propres aux énergies renouvelables, par des difficultés de mise en œuvre de la politique, ainsi que par un certain nombre de limites « physiques ».

La production d'énergie à base de sources renouvelables se heurte encore à des coûts de production élevés, notamment en regard du prix de l'énergie. Même si les variations peuvent être importantes d'une filière à l'autre et au sein même d'une filière, les pouvoirs publics doivent soutenir le développement des énergies renouvelables par des dispositifs financiers (fiscalité, garantie d'achat, subventions à l'investissement) afin de rentabiliser leur production. Or, la mise en œuvre de ces dispositifs de soutien est complexe et, lorsqu'ils sont évalués, d'efficacité variable.

Sur le plan réglementaire, les objectifs parfois contradictoires des politiques de l'énergie, de la protection de l'environnement et de l'urbanisme compliquent et fragilisent le droit encadrant le développement des énergies renouvelables, ce qui favorise les contentieux et freine les projets.

L'État n'a pas su adapter son organisation, ce qui nuit à la visibilité et au pilotage d'ensemble. Ce manque d'organisation est particulièrement notable en ce qui concerne les dispositifs de contrôle, alors que des cas de fraude au système de rachat ont d'ores et déjà été constatés dans la filière solaire photovoltaïque.

Enfin, le développement des énergies renouvelables se heurte à plusieurs limites physiques, dont l'organisation actuelle du système électrique, mal adapté pour accueillir une part importante de sources intermittentes, même si aucune difficulté majeure n'a été constatée jusqu'ici. De même, la disponibilité des ressources reste limitée pour certaines filières.

Compte tenu de ces difficultés, il convient d'évaluer plus précisément les impacts de cette politique afin d'apporter, le cas échéant les ajustements qui s'imposent.

En conséquence, la Cour émet les recommandations suivantes :

1. *mettre en place un dispositif centralisé de suivi statistique permettant de donner toute la visibilité requise pour éclairer les décisions, notamment en matière de connaissance des coûts de production par filière, des emplois et des marchés ;*
2. *simplifier le régime juridique applicable à la production d'énergies renouvelables (géothermie, éolien terrestre) ;*
3. *mettre en œuvre une planification et une cartographie des énergies renouvelables en tenant compte des contraintes de raccordement aux réseaux électriques ;*
4. *réserver les appels d'offres aux filières les plus en retard dans la réalisation de leurs objectifs de capacité et aux installations qui ne bénéficient pas d'un tarif d'achat fixé par arrêté, afin d'éviter les effets d'aubaine ;*
5. *organiser un dispositif de contrôle efficace des installations bénéficiant d'un soutien public, notamment dans les filières solaires et biomasse.*

Chapitre III

Le besoin de choix de long terme soutenables

À l'heure où le Gouvernement recueille les conclusions du débat sur la transition énergétique, la Cour souhaite appeler l'attention sur le coût pour l'ensemble de la collectivité du soutien au développement des énergies nouvelles. Ce coût doit être d'abord apprécié au regard du bénéfice considérable que représentent une moindre émission de carbone pour l'environnement et une plus grande indépendance énergétique pour notre pays. Par ailleurs, les coûts doivent être également mesurés à l'aune de l'impact de cette politique sur le marché de l'électricité, sur la construction de filières industrielles et sur l'emploi.

Une telle politique ne peut donc que s'inscrire dans le long terme. Afin d'en limiter la charge, et de faciliter les arbitrages nécessaires, dans une période où l'accent doit être mis avant tout sur les économies budgétaires, et sur la compétitivité de notre économie, cette politique doit faire une place au marché, afin de limiter les risques de distorsion et les effets de rente, et valoriser à son juste prix l'ensemble des externalités induites, qui doivent être justement réparties entre les différentes parties prenantes, producteurs et consommateurs.

I - Les coûts financiers pour la collectivité

A - Le coût des mesures de soutien

La charge du soutien aux énergies renouvelables est supportée par la collectivité. Les mesures fiscales, les subventions à l'investissement, les aides à la recherche et au développement le sont par les contribuables alors que la compensation de la charge liée à l'obligation d'achat de l'électricité et une partie des investissements sur les réseaux est payée directement par les consommateurs sur leurs factures d'électricité.

1 - Le financement par l'impôt

Le crédit d'impôt développement durable (CIDD) et la TVA à taux réduit pour les logements anciens et les réseaux de chaleur urbains[118], constituent les outils de soutien au développement des énergies renouvelables les plus coûteux, avec un coût cumulé de 9,1 Md€ entre 2005 et 2011. Le tableau suivant met en évidence la part prépondérante du crédit d'impôt développement durable dans ce cumul.

[118] Réseaux utilisant plus de 50 % d'énergies renouvelables. Cette disposition a été abrogée à partir du 1er janvier 2012.

Tableau n° 9 : coût des principaux dispositifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables de 2005 à 2011

	Cumul M€(1)	Coût moyen annuel M€
Crédit d'impôt développement durable	7 200	1 029
TVA à taux réduit pour les travaux dans les logements de plus de deux ans	1 800(2)	257
TVA à taux réduit pour les réseaux de chaleur urbains utilisant plus de 50 % d'énergies renouvelables	120(3)	20

Source : Rapport à la commission de suivi du plan national d'action 2009 – 2020 et Cour des comptes- N/A : non apprécié.

(1) Euros courants.

(2) Estimation de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) sur la base des investissements correspondants aux équipements de production d'énergie renouvelable dans les logements anciens.

(3) De 2006 à 2011.

D'autres dispositifs ont été utilisés (éco-prêt à taux zéro, amortissement dégressif et exceptionnel, exonération des revenus tirés de la vente d'électricité d'origine solaire, etc.) mais pour des sommes plus modestes[119].

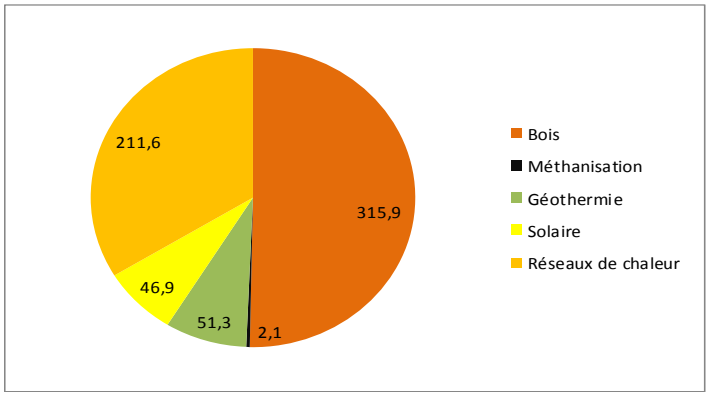
2 - Le financement du fonds chaleur par le budget de l'État

Entre 2009 et 2011, le fonds chaleur a engagé près de 628 M€ en faveur du soutien aux énergies renouvelables[120] à travers des subventions d'investissement allouées aux porteurs de projet. Le soutien aux installations utilisant du bois, d'une part et aux réseaux de chaleur, d'autre part, a représenté l'essentiel des crédits.

[119] Respectivement 25 M€, 4 M€ et 0,5 M€ par an en moyenne ; 200 M€ pour la période 2009 à 2012.

[120] Dans des proportions très inférieures, le fonds chaleur finance également les actions d'accompagnement (promotion, communication) (9 M€ en 2011) et l'abondement du fonds de garantie géothermie (6,4 M€ en 2011).

Graphique n° 13 : les engagements du fonds chaleur entre 2009 et 2011- M€



Source : Cour des comptes - Données ADEME Juin 2012

Sur la base des engagements constatés entre 2009 et 2011, le coût du soutien par le fonds chaleur, rapporté à la tonne équivalent pétrole (tep) produite, est très disparate entre les filières. Le coût du soutien au solaire thermique atteint ainsi 10 941 €/TEP, très largement au-delà des coûts du soutien à la géothermie (1 100 €/tep), la biomasse solide (485 €/tep) ou encore le biogaz (240 €/tep).

3 - Le coût de la recherche

Sur la période 2002 à 2011, les dépenses totales de recherche et développement peuvent être estimées au moins à 1,7 Md€[121]. Elles incluent des dépenses afférentes à des programmes qui ne concernent pas spécifiquement les énergies renouvelables mais ont un lien avec leur développement[122]. Sur la même période, les coûts de recherche strictement limités aux énergies renouvelables sont estimés à environ 840 M€.

[121] Cette estimation est une fourchette basse. En effet, d'une part, de 2002 à 2008, en raison de l'indisponibilité des données, les dépenses de développement industriel d'OSEO n'étaient pas incluses ; d'autre part, la variété des modes de financement des dispositifs ne permet pas un suivi précis des montants alloués sans effectuer de retraitements et donc impliquer des marges d'erreurs. *Cf.* tableau en annexe n° 10.
[122] Notamment les recherches sur des technologies de stockage.

Depuis 2009 et sous l'effet de la mise en œuvre du programme « Investissements d'avenir », les montants alloués à la recherche et au développement de la totalité des domaines atteignent annuellement environ 300 M€, en augmentation continue et, entre 125 M€ en 2010 et 200 M€ en 2012, pour les domaines strictement relatifs aux énergies renouvelables.

Comparé à d'autres pays, l'effort de recherche français occupe une place médiane mais la France reste distancée en valeur absolue par d'autres grandes puissances économiques (Allemagne, Japon, États-Unis).

Tableau n° 10 : montant des dépenses de R&D de 2002 à 2010 de plusieurs pays – Euros constants (base €/$ 2010)

En M€ (valeur et taux de change €/$ de 2010)	Royaume-Uni	Corée	**France**	Italie	Allemagne	Japon	États-Unis
Energies renouvelables	623,1	458,6	**628**	528,8	994,5	1 636,7	4 476,9
dont solaire	103	201,5	**280,3**	427	469,3	760,7	1 143
dont éolien	174,5	107	**16,8**	14,4	176,7	80,3	400,3
Hydrogène et piles à combustible	73,5	226,8	**399,7**	98,6	181,8	1 213,9	1 677,4
Autres technologies énergie et stockage	84,5	261	**106,7**	643,8	146,9	794,6	1 727,5
Autres recherches de rupture technologique	81,4	74,1	**147,6**	201,1	727,1	598,4	6 728,8
Total général	**1 140**	**1 329**	**1 579**	**1 913,6**	**2 696,4**	**5 084,7**	**16 154**

Source : Agence internationale de l'énergie (AIE)

4 - Le coût des appels d'offre pour la construction d'installations produisant de l'électricité à base de biomasse

Selon le taux d'actualisation retenu[123], la fourchette des coûts des trois appels d'offres de 2006, 2009 et 2010 est très large et se situe entre 117 €/tep et 199 €/tep pour un cumul de charges de contribution au service public de l'électricité (CSPE) correspondantes qui peut être évalué à 4,2 Md€ sur la période 2007 à 2020 selon le scénario le plus favorable[124].

[123] 5,1 %, 8 % et 11 % - Valorisation sur 20 ans.

[124] Il ne s'agit que d'une estimation. En effet, les installations réalisées d'ici 2020, d'une durée de 20 ans, continueront de bénéficier des contrats d'achat au-delà de 2020 et, en revanche, d'autres contrats d'achat prendront fin dans cette période. En outre, avec un taux de réalisation de 30 % des projets, l'estimation des charges de CSPE globales associées aux installations mises en service entre 2009 et 2020 ne peut être précisément évaluée.

5 - Les charges de service public de l'électricité relatives aux énergies renouvelables

La part des énergies renouvelables dans la contribution au service public de l'électricité (CSPE)[125] est élevée et est estimée en 2013 par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à 3 Md€, soit près de 60 % de la CSPE totale. Elle a rapidement augmenté depuis 2009.

Tableau n° 11 : charges pour contribution de service public – énergies renouvelables – métropole et zones non interconnectées

En M€	2009	2010	2011	2012 (1)	2013 (1)
Total CSPE	**2 686,5**	**2 654,5**	**3 569,2**	**4 260,8**	**5 123,5**
Dont électricité renouvelable	**582,2**	**758,3**	**1 464**	**2 223**	**3 014,7**
Photovoltaïque	66,1	250	901,1	1 527	2 107
Eolien	323,9	350	404,5	500,9	567,2
Hydraulique	117,7	83	65,3	65,1	117
Biomasse	73	75	90,1	123,5	219,4
dont biomasse solide	20,9	30	47,6	82,7	118,8
dont biogaz	25,6	31	37	42,3	85,1
dont incinération d'ordures ménagères	26,5	14	5,5	- 1,5	15,5
Géothermie	1,6	0,3	3,1	6,4	4,1

Source : délibérations de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)
(1) Estimations CRE

Les filières solaire, éolienne et biomasse sont les trois filières qui bénéficient le plus de la CSPE ; pour autant, elles n'ont pas le même poids dans la production.

[125] La contribution au service public de l'électricité (CSPE) vise à compenser, depuis 2003, les charges de service public supportées par les fournisseurs historiques d'électricité c'est-à-dire : les surcoûts de production dans les zones non interconnectées (ZNI) dus à la péréquation tarifaire, les coûts dus aux dispositifs sociaux institués en faveur des personnes en situation de précarité et les surcoûts dus au soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables. Pour une analyse détaillée du mécanisme de la CSPE, lire, sur son site Internet, le rapport de la Cour des comptes de juillet 2012 réalisé à la demande de la commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité.

Tableau n° 12 : estimation de la part des filières solaire, éolienne et biomasse dans la CSPE et dans la production d'électricité renouvelable en 2011

	Solaire	Eolien	Biomasse
Montant CSPE énergies renouvelables (M€)	901,1	404,5	90,1
Production (GW/h)	1 803	11 762	4 522
CSPE énergies renouvelables	500 €/MWh	34 €/MWh	20 € MW/h
Part dans la CSPE énergies renouvelables	62 %	28 %	6,10 %
Part dans le *mix* électrique à base d'énergies renouvelables*	2,70 %	15,30 %	6,30 %

Source : Cour des comptes

* Pour la biomasse seule la production électrique est prise en compte

Ainsi, comme le montre le tableau précédent, la filière solaire a, jusqu'à présent et en dépit de sa contribution modeste à la production d'électricité, capté une part prépondérante de la CSPE, loin devant la filière éolienne. En revanche, la biomasse représente une part relativement limitée si on la compare aux deux autres filières.

L'engagement de l'État à l'égard d'EDF

Malgré l'augmentation de la charge réelle supportée par les fournisseurs historiques, le montant de la CSPE n'a pas été réévalué de 2004 à 2010. La dernière valeur arrêtée (4,5 €/MWh en 2005) a, en effet, été reconduite de façon automatique d'une année sur l'autre. À partir de 2009, elle n'a pas permis de couvrir l'intégralité des charges supportées par EDF alors que les autres opérateurs ont été intégralement compensés.

À partir de 2011, sur la base d'une nouvelle disposition légale[126], le montant unitaire de la CSPE acquittée par les consommateurs a pu être augmenté. Il a ainsi été porté à 7,5 €/MWh en 2011, 10,5 €/MWh en 2012 et 13,5 €/MWh en 2013. Ces montants ont encore été insuffisants pour rembourser la charge effectivement supportée par les fournisseurs.

[126] Article L.121-13 du code de l'énergie relatif à la fixation de la contribution unitaire de CSPE : « Le ministre chargé de l'énergie fixe chaque année ce montant par un arrêté pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. L'augmentation du montant de la contribution peut être échelonnée sur un an. À défaut d'arrêté fixant le montant de la contribution due pour une année donnée avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la Commission de régulation de l'énergie en application de l'alinéa précédent entre en vigueur le 1er janvier, dans la limite toutefois d'une augmentation de 0,003 €/kWh par rapport au montant applicable avant cette date ».

Un arriéré de 4,9 Md€ s'est ainsi constitué. Selon les termes d'un accord conclu début 2013 entre EDF et l'État, il sera compensé avant le 31 décembre 2018 par une augmentation de la CSPE.

Le montant de la CSPE est appelé à augmenter à moyen terme pour couvrir les arriérés de paiement à l'égard d'EDF mais aussi les charges nouvelles.

Le niveau de la CSPE constaté à ce jour est la conséquence des dérives passées, notamment dans la filière photovoltaïque. Les conséquences de la bulle de 2009-2010 créée dans cette filière, seront lissées par la prise en compte des contrats d'achat conclus sous les nouvelles modalités tarifaires de 2011. La part du solaire photovoltaïque restera toutefois très élevée au regard de sa participation à la production d'électricité renouvelable.

Finalement, à l'horizon 2020, le montant de la CSPE nécessaire pour compenser le surcoût de l'électricité renouvelable devrait atteindre entre 7 et 8,6 Md€ par an selon la CRE, EDF et la DGEC, soit, entre 45,1 € et 55,4 € par MW/h d'électricité renouvelable, sur la base des objectifs de production d'électricité prévus en 2020 dans le plan d'action national (155 TW/h). Pour les consommateurs, cela représente une charge comprise entre 18,42 €/MWh et 22,63 €/MWh en 2020[127].

À qui faire supporter la CSPE ?

L'intégralité de la CSPE est aujourd'hui supportée par les consommateurs d'électricité, au prorata de leur consommation. En 2013, selon la CRE, la charge de CSPE globale représentait 16 % de la facture annuelle moyenne TTC d'un client résidentiel[128].

Les consommateurs d'électricité assurent donc le financement des énergies renouvelables dont le développement vise, entre autres, à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Or, la production d'électricité en France aujourd'hui est peu carbonée en raison de la part du nucléaire dans cette dernière. Une réflexion concernant l'élargissement de l'assiette de financement intégrant la consommation des énergies polluantes pourrait être envisagée.

[127] Estimations DGEC sur la base d'une charge de CSPE pour le soutien des énergies renouvelables de 7 Md€ et d'une assiette de contribution de 380 TW/h.

[128] Source : délibération de la CRE 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013. Le montant de CSPE pris en compte est global : énergies renouvelables, cogénération, péréquation tarifaire et dispositions sociales, et inclut les régularisations de charges 2011 (2,1 Md€ sur 7,2 Md€).

Dans son rapport public annuel de 2011, la Cour formulait déjà une recommandation visant à réexaminer le principe du financement des charges de CSPE sur le consommateur d'électricité[129]. Elle n'a pas été appliquée à ce jour.

6 - Les coûts complets du soutien aux énergies renouvelables

Selon les estimations effectuées par la Cour, les dépenses supportées par la collectivité pour le développement des filières d'énergies renouvelables dans la production d'électricité et de chaleur, s'élèvent au total à 19,5 Md€ depuis 2005, en incluant les prévisions de la part 2013 de la CSPE relative aux énergies renouvelables, particulièrement élevée.

Comme le précise le tableau suivant, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) le crédit d'impôt développement durable (CIDD) et la TVA à taux réduits pour les travaux d'amélioration des logements anciens sont les trois sources de coûts les plus élevées pour la collectivité[130].

[129] Cour des comptes, *Rapport public annuel 2011*. Tome I. La compensation des charges du service public de l'électricité, p. 279. La documentation française, disponible sur www.ccomptes.fr

[130] L'hydroélectricité présente pour sa part une particularité. L'absence de mise en concurrence des concessions a pour conséquence la non application de la redevance instaurée par la loi de finances rectificative pour 2006, avec une perte nette pour les finances publiques d'autant plus grande que le retard s'accroit. À ce jour et en raison des prévisions de renouvellement, la perte cumulée pourrait atteindre 350 M€ voire 600 M€ à l'horizon 2020.

Tableau n° 13 : coût total de la politique de soutien aux énergies renouvelables pour la période 2005 à 2011

En M€	Soutien aux énergies renouvelables non réparti	Hydraulique	Eolien	Biomasse	Géothermie	Solaire	Total
CSPE	116	391	1 318	265	5	1 226	**3 321**
CIDD	2 394			1 425	1 476	1 866	**7 161**
TVA taux réduit pour les travaux d'amélioration des logements anciens	1 800						**1 800**
Recherche et développement	162		16	302	31	274	**785**
Fonds chaleur				530	51	47	**628**
CPER	25	1	2	146	13	140	**327**
TVA taux réduit pour la construction de réseau d'alimentation en énergie renouvelable	120						**120**
FEDER		9	1	61		65	**136**
Programme ADEME Bois–énergie 2000-2006				29			**29**
Total	**4 617**	**402**	**1 338**	**2 757**	**1 576**	**3 617**	**14 307**

Source : Cour des comptes
-La CSPE « toutes énergies » correspond aux montants des années 2005 et 2006 qu'il n'a pas été possible de ventiler totalement.
-S'agissant des incitations fiscales, seuls le CIDD et la TVA ont été ici retenues en raison du rapport direct qui a pu être réalisé entre leur coût et le soutien aux énergies renouvelables, ce qui n'a pas été le cas pour les autres moyens fiscaux de soutien.
-Le CIDD soutenait également les pompes à chaleur aérothermiques jusqu'en 2008 inclus. Le montant estimé correspondant a été inscrit dans la colonne « toutes énergies ».
-Seules des dépenses de recherche relatives aux énergies renouvelables et au stockage de l'énergie ont été ici retenues.

Une mauvaise connaissance du coût du soutien par les collectivités locales

Les collectivités locales ont la possibilité d'intervenir en faveur des énergies renouvelables, soit directement, en devenant elles-mêmes producteurs de chaleur ou d'électricité, soit par des mesures de soutien variées, telles que des subventions à l'investissement, des prêts et avances. Il n'existe cependant aucun suivi centralisé des actions menées au niveau local en faveur des énergies renouvelables, ni de leur coût. Le recensement de toutes les actions et dépenses publiques des collectivités locales dans ce domaine n'est pas possible sauf à en faire l'inventaire exhaustif.

Aujourd'hui, seule une estimation du soutien des collectivités locales est disponible par le suivi des contrats de projet État-régions (près de 200 M€ sur la période 2007 à 2011). Elle n'inclut toutefois pas toutes les dépenses affectées aux énergies renouvelables dont certaines ne sont pas contractualisées.

Sur la période 2005 à 2011, le soutien aux filières renouvelables a connu une augmentation progressive et significative, essentiellement en raison de la hausse de la CSPE liée aux énergies renouvelables. Il dépasse 14 Md€ au total.

Tableau n° 14 : évolution du coût des principaux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables de 2005 à 2011

En M€	2005	2007	2011
Contribution au service public de l'électricité	89	323	1 464
Crédit d'impôt Développement durable	339	1 092	659
TVA taux réduit pour les travaux d'amélioration des logements anciens*	257	257	257
Fonds chaleur	-	-	231
Recherche et développement	43	80	200
Total	728	1 752	2 811

Source : Cour des comptes
**Estimation de la valeur moyenne annuelle sur un total de 1800 M€.*

Mais cette progression du soutien apparait encore limitée au regard de celle enregistrée pour la seule CSPE en 2012 et en 2013 selon la Commission de régulation de l'énergie (CRE). En effet, le montant de la CSPE, pour chacune de ces deux années, pourrait atteindre respectivement 2,2 Md€ et 3 Md€, dont 2,1 Md€ pour la filière solaire photovoltaïque.

A l'horizon 2020, à partir des estimations recueillies par la Cour[131], sans bouleversement de la politique de soutien menée jusqu'à présent, le volume global de la CSPE liée aux énergies renouvelables peut être estimé à environ 40,5 Md€ pour la période 2012-2020 (9 ans) contre 3,3 Md€ pour la seule période 2005-2011 (7 ans).

[131] Délibération de la CRE du 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public, pour l'année 2012 - Rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel 2011-2012, pour la période 2013 à 2017 - Estimations DGEC pour les années 2018 à 2020.

À cette somme s'ajouteront des dépenses fiscales et budgétaires ainsi que celles relatives à l'effort public de recherche et développement.

Parallèlement, à cet horizon, les parts que prendront les différentes filières dans la production d'énergie renouvelable évolueront peu. Seule l'hydraulique devrait baisser significativement (de 30,2 % à 16,9 %). L'éolien devrait progresser (de 6,2 % à 15,2 %) ainsi que la biomasse (2,5 % à 4,5 %).

Les filières solaires et géothermiques resteront donc, si rien ne change, de gros consommateurs de fonds publics pour une part très faible dans la production d'énergie.

B - Le coût de l'intégration aux réseaux électriques

1 - Les coûts globaux d'intégration sont à préciser

L'intégration des productions renouvelables, notamment éoliennes et photovoltaïques, aux réseaux électriques nécessite des investissements (lignes nouvelles, postes de raccordements, etc.) qui sont estimés globalement à 5,5 Md€ à l'horizon 2020 par les deux gestionnaires principaux, RTE et ERDF.

RTE évalue à environ 1,2 Md€, le montant des charges de raccordement et de renforcement du réseau de transport nécessaires à l'intégration des 19 GW d'éolien terrestre et 8 GW de solaire anticipés. Sur ce montant, l'entreprise considère que la part qui devra être financée via le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)[132] s'élève à 480 M€. Avec un facteur de charge de 25 %, le coût d'intégration au réseau de transport atteindrait 177,8 M€/GW.

Pour sa part, ERDF évalue le coût d'adaptation du réseau de distribution à 4,3 Md€, soit 300 M€/GW pour le photovoltaïque et à 100 M€/GW pour l'éolien terrestre.

Dans la pratique, ces coûts moyens d'intégration peuvent être très variables selon le type de projet, la puissance de la production, les conditions locales de consommation, la configuration du réseau existant, et la densité des productions déjà raccordées dans la zone. Ainsi, ERDF a calculé le coût moyen de l'insertion du photovoltaïque selon la

[132] Le TURPE est un tarif administré destiné à rémunérer les gestionnaires de réseau pour le transport et la distribution d'électricité. Il est facturé aux consommateurs et représente un peu plus de 40 % du prix de l'électricité facturé.

localisation des installations de production et les résultats peuvent alors varier dans des proportions allant de un à six. La CRE confirme que les paramètres retenus modifient très fortement les évaluations. Ses propres calculs ont d'ailleurs abouti, en 2011[133], à une estimation deux à trois fois inférieure à celle d'ERDF.

À titre de comparaison, les coûts d'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux en Allemagne sont aujourd'hui beaucoup plus élevés.

L'Allemagne[134] doit, en effet, faire face à des investissements indispensables d'ici 2022 dans les réseaux pour un montant évalué par les gestionnaires entre 19 et 23 Md€[135], sans compter le coût du raccordement des parcs éolien en mer qui pourrait atteindre 12 Md€[136].

2 - Un mode de financement qui reste insatisfaisant

Jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi Grenelle II de 2010, le coût (moins une réfaction de 40 %) était entièrement supporté par le premier demandeur de raccordement. Les producteurs qui se raccordaient postérieurement bénéficiaient de la préexistence de l'ouvrage.

Depuis 2010, un décret prévoit que les coûts de raccordement sont mutualisés à 100 % sur l'ensemble des demandeurs. En pratique, RTE élabore des schémas régionaux de raccordements aux réseaux qui tiennent compte des moyens de production d'énergies renouvelables prévus. Les capacités d'accueil sont alors réservées pour dix ans et les coûts prévisionnels d'investissement sont ensuite divisés par la puissance prévue dans les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE), pour obtenir un forfait par mégawatt qui est facturé à chaque producteur désirant se raccorder.

---

[133] Consultation publique de la CRE du 6 mars 2012 sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

[134] Pour mémoire, la production électrique en 2010 s'est élevée en France à 564 TWh et en Allemagne à 622 TWh. La différence d'évaluation n'est donc pas liée au niveau de production.

[135] Selon une étude de *KfW-Research Akzente* (Nr. 48, August 2011) – *« Energiewende in Deutschland – Ein Einstieg in das postfossile Zeitalter ? »*, les estimations construites en regroupant un ensemble d'études antérieures à la catastrophe de Fukushima l'évaluent entre 10 et 29 Md€.

[136] Le raccordement des parcs éoliens en mer français ne nécessite pas, contrairement à l'Allemagne, de construction de nouvelles lignes haute tension à terre ; seul l'acheminement jusqu'aux postes électriques côtiers est nécessaire.

Cependant, toutes les régions n'ont pas encore élaboré leur schéma régional climat air énergie[137], bloquant la réalisation des schémas de raccordement.

Par ailleurs, à défaut d'une définition précise des lieux d'implantation des installations, l'évaluation des coûts d'adaptation du réseau est plus large. En outre, les capacités de production envisagées peuvent finalement ne pas être réalisées. Les forfaits calculés sur la base des SRCAE sont donc très approximatifs et pourraient s'écarter significativement des sommes réellement dépensées par les gestionnaires de réseau, soit à leur bénéfice, soit à celui des producteurs.

C - La France est cependant en meilleure position que ses partenaires européens

La stratégie française, qui a parfois pu être décrite comme trop mesurée par rapport notamment à l'enthousiasme allemand et espagnol, lui épargne encore pour l'instant les difficultés de financement auxquelles ces pays se trouvent confrontés.

En effet, l'Allemagne, l'Espagne, l'Italie et le Danemark ont principalement développé les énergies éolienne et hydraulique depuis les années 2000 et l'énergie solaire photovoltaïque depuis 2006. Leur politique a entrainé une forte augmentation de la proportion des énergies renouvelables mais avec, en contrepartie, de très importants coûts de soutien, notamment en raison du développement de l'énergie photovoltaïque depuis 2009. Les surcoûts répercutés sur les consommateurs ont ainsi atteint des niveaux très élevés en 2012 : 13,9 Md€ en Allemagne et 20,4 Md€ prévus en 2013 dont la moitié est liée au solaire photovoltaïque, 9 Md€ en Italie, 8 Md€ en Espagne[138].

Dans ce contexte, ces pays ont révisé à la baisse les tarifs garantis depuis 2011 et essayé diverses formules[139], avec plus ou moins de succès. L'Espagne, comme la France, a dû recourir à un moratoire pour tenter de mettre fin aux dérives de son système de soutien.

[137] Début 2013, seulement quatorze sur vingt-six ont été achevés.
[138] La dette cumulée par l'Espagne au titre du soutien aux énergies renouvelables a atteint 30 Md€ en 2012, soit 3 % du PIB.
[139] *Cf.* Annexe n° 13.

II - Les impacts socio-économiques

A - La déstabilisation du marché électrique

Du fait des interconnexions qui facilitent les échanges entre les réseaux, le marché de l'électricité est devenu européen. L'équilibre global du marché électrique est ainsi mieux assuré. Il n'a toutefois pas été organisé sur cette base européenne, qui reste à construire.

C'est ainsi que la montée en puissance des énergies renouvelables a des effets économiques qui n'avaient pas été anticipés par certains pays, notamment l'Allemagne.

En raison de l'injection obligatoire de l'électricité produite à base de sources renouvelables sur le réseau[140], des situations de surproduction peuvent en effet apparaitre et provoquer une baisse des prix de l'électricité sur le marché de gros. Ce dernier n'a donc pas besoin de faire appel à des centrales à coût marginal élevé (charbon, gaz, fioul) qui deviennent moins rentables et dont la production est, pour certaines centrales à gaz en Europe, suspendue voire arrêtée définitivement[141], alors qu'elles sont indispensables pour le *back-up*.

Le phénomène peut alors aboutir à des rémunérations négatives de l'électricité, les producteurs préférant payer pour écouler leur production qu'arrêter leurs installations pour les relancer ultérieurement, ce qui leur coûterait plus cher. Ainsi, les prix de l'électricité sur le marché *spot* ont atteint à plusieurs reprises des valeurs négatives au cours du mois de décembre 2012. À l'inverse, des prix extrêmement élevés peuvent apparaître pendant les pointes de consommation en l'absence de productions éoliennes ou photovoltaïques par manque de vent ou de soleil, en raison d'insuffisance de capacités thermiques classiques d'appoint.

Les raisons de ces anomalies résident principalement dans le fait que les producteurs d'énergies renouvelables ne sont pas soumis aux fluctuations des prix du marché puisque le prix d'achat de leur électricité est garanti.

[140] En Allemagne, les gestionnaires de réseaux ont l'obligation d'accepter la production d'électricité de source renouvelable.

[141] L'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis entraine une exportation massive de charbon par ce pays qui fait chuter les cours, notamment en Europe, rendant le gaz moins compétitif.

B - Des filières industrielles encore fragiles

1 - La filière française photovoltaïque : une filière en mauvais état

a) Les industriels français sont peu présents sur le marché mondial

Le marché mondial de la filière solaire photovoltaïque a augmenté environ de 60 % par an sur la dernière décennie. À la fin de l'année 2011, la puissance cumulée installée atteignait 70 GW, principalement en Europe et notamment en Allemagne et Italie, ces deux pays totalisant 55 % de la puissance mondiale. Le potentiel de croissance du marché mondial du photovoltaïque est considéré par tous les analystes comme très important sur le long terme (17 % de croissance moyenne annuelle du marché jusqu'en 2020[142]).

Pour l'Europe, les scénarios varient de 100 à 160 GW à l'horizon 2016[143].

Sur ce marché en pleine croissance, l'amont de la filière photovoltaïque échappe aux industriels français. Fin 2010, la France comptait en effet quinze fabricants de modules et/ou de cellules sur le territoire, peu intégrés et de tailles modestes, représentant moins de 0,5 % de la capacité mondiale de production. En revanche, la plupart des entreprises françaises du secteur, petites ou moyennes entreprises locales, se situent sur les créneaux de l'aval de la filière qui représente entre 50 et 70 % de la chaîne de valeur[144].

[142] Portant, à cet horizon, la puissance installée cumulée mondiale à 200 GW selon IRENA, *Renewable energy technologies : cost analysis series*. Volume 1 – *Solar photovoltaïcs.* Juin 2012.

[143] *European photovoltaïcs association* (EPIA) : *global market outlook for photovoltaïcs until* 2016 (Mai 2012).

[144] L'aval de la filière inclut les intégrateurs de système, les développeurs d'installations clés en main et les producteurs d'électricité photovoltaïque eux-mêmes, les équipementiers, les fabricants de structures support, les fabricants de matériel électrique et/ou d'onduleurs, fabricants de solutions de stockage et fabricants de solutions de recyclage.

Conséquence de ce positionnement des industries françaises sur l'aval de la filière et de la concurrence essentiellement chinoise sur la partie amont, la filière photovoltaïque, fortement soutenue, contribue au déséquilibre de la balance commerciale pour un montant évalué à près de 2,1 Md€ en 2011[145].

b) La bulle photovoltaïque a freiné la filière

En raison du moratoire sur l'obligation d'achat décidé en décembre 2010, des projets d'une puissance cumulée de 3,3 GW[146] ont perdu le bénéfice de l'obligation d'achat aux anciennes conditions tarifaires mais seuls 0,4 GW de projets ont été abandonnés. Les nouvelles dispositions sont donc apparues encore suffisamment attractives aux porteurs de projets.

La puissance raccordée au cours de l'année 2012, 1,1 GW, a néanmoins baissé de 37 % par rapport à 2011, année record avec plus de 1,75 GW raccordés et le nombre des installations raccordées a diminué de 58 %. Le ralentissement a été particulièrement net au quatrième trimestre de l'année 2012, avec un niveau de puissance raccordée (75 MW) revenu à celui du quatrième trimestre 2008.

Le moratoire et les modifications tarifaires de mars 2011 n'ont donc pas stoppé les projets photovoltaïques en France mais en ont réduit le nombre.

[145] 912 M€ en 2009, 1660 € en 2010 et 2077 M€ en 2011 selon les Douanes - Données CAF/FAB brutes de collecte pour des dispositifs photosensibles à semi-conducteur, y compris les cellules photovoltaïques.
[146] Sur les 6,4 GW en file d'attente fin 2010.

PV Alliance : l'échec d'un transfert technologique

Devant l'érosion des positions de Photowatt, acteur historique du photovoltaïque installé dans le département de l'Isère et du fait de la défaillance de son actionnaire, les pouvoirs publics ont souhaité développer la filière industrielle française du photovoltaïque à partir de transferts technologiques. La société PV Alliance a donc été créée en 2007 entre Photowatt, EDF Energies nouvelles réparties et le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), pour mettre en œuvre ce partenariat stratégique. Un soutien principalement public de 46,5 M€ était prévu, auquel s'ajoutaient 30 M€ apportés par les collectivités territoriales.

Alors que les recherches du CEA avançaient conformément aux prévisions, l'accumulation de retards et les atermoiements des industriels, dans un contexte très concurrentiel, ont voué ce projet à l'échec. La faible réactivité de l'administration française dans la procédure d'instruction de la Commission européenne au titre des aides d'État a retardé de vingt mois la signature du contrat de financement d'OSEO, alors même que PV Alliance était déjà sous-capitalisée. De même les industriels, souhaitant optimiser au maximum le financement public, ont limité leur engagement en abandonnant la technologie de rupture de l'hétérojonction au profit d'améliorations marginales sur une technologie moins innovante.

Confiant dans le résultat de ses recherches mais aussi à la demande de l'État, le CEA a repris à son compte le programme d'hétérojonction – et par conséquent l'intégralité des dépenses –, avec le soutien de l'ADEME (Investissements d'avenir) sous la forme d'une avance remboursable, dans l'attente d'un nouveau partenariat industriel. Le dépôt de bilan de Photowatt, fin 2011, a entrainé la cession, pour un euro symbolique, des équipements et brevets afférents à ce programme de R&D ainsi que sa participation de 20 % dans PV Alliance, à EDF Énergies nouvelles réparties, repreneur des actifs de Photowatt. Au total, afin de sauvegarder l'emploi industriel, le groupe EDF se trouve aujourd'hui à la tête d'une usine qui produit bien au-dessus des prix de marché, avec de fortes incertitudes sur la valorisation future des technologies développées, compte tenu du retard pris sur le numéro un mondial du secteur.

L'échec de ce transfert technologique se traduit par une perte de 24,2 M€ pour le CEA, à laquelle s'ajoutent 65,1 M€ de financements publics, soit une intensité d'aide publique supérieure aux prévisions, pour laquelle le retour sur investissements apparaît à l'heure actuelle peu vraisemblable.

2 - L'éolien en mer, un pari industriel risqué

Les plans industriels associés aux offres déposées dans le cadre du premier appel d'offres sur l'éolien en mer de 2011 prévoient, s'agissant d'EMF (consortium rassemblant EDF Énergies Nouvelles et Dong

Energy Power), la construction d'une plateforme logistique à Brest et de deux usines Alstom[147] et, s'agissant d'Ailes marines SAS, la construction de deux usines AREVA au Havre[148].

Les capacités industrielles d'AREVA et d'Alstom devraient osciller entre cinquante et cent turbines par an mais l'activité générée par le premier appel d'offres, deux à trois années seulement, ne suffira pas pour rentabiliser les usines construites. La réalisation de l'objectif de 6 GW à l'horizon 2020, n'amènerait au mieux que quatre à six années supplémentaires de plan de charge. Les investissements à réaliser ne seront donc rentables que si des marchés en Manche et Mer du Nord sont accessibles à l'exportation.

La Grande-Bretagne se propose de développer fortement l'éolien en mer en assurant un développement industriel sur son territoire. Elle est aujourd'hui limitée par les capacités de ses ports, dont le programme de modernisation a, par ailleurs, été abandonné. La France pourrait donc profiter des projets anglais en mettant à disposition une partie de ses moyens de production et d'installation. La politique de soutien du gouvernement anglais a toutefois récemment été revue à la baisse et certains projets industriels ont été abandonnés.

Si les perspectives sur le marché britannique n'aboutissent pas, de nouveaux appels d'offres, financés par une augmentation de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), risquent d'apparaître comme la seule solution pour maintenir le plan de charge des usines françaises.

3 - Les grands projets de cogénération déséquilibrent les marchés locaux et se traduisent par des importations de biomasse

Afin d'augmenter la proportion d'énergie produite par la filière biomasse, la construction d'installations de fortes puissances utilisant le bois énergie pour produire de la chaleur et de l'électricité est soutenue par des appels d'offre publics nationaux, qui peuvent déséquilibrer le marché local en cas d'insuffisance de ressources.

Le cas du quatrième appel d'offres lancé en 2010 est caractéristique. Au niveau national, les projets retenus représentent 11 % de la ressource supplémentaire[149] disponible de biomasse, avec de grandes disparités entre régions, deux d'entre elles (Nord-Pas-de-Calais et

[147] À Saint-Nazaire pour la construction des nacelles et des génératrices, et à Cherbourg pour la construction des pales, des mâts et des fondations.
[148] Pour la fabrication des turbines et des pales.
[149] *Cf.* Annexe n° 5 – Glossaire.

Provence-Alpes-Côte d'Azur) se retrouvant même en situation de pénurie.

En outre, si tous les projets retenus à l'issue du quatrième appel d'offres se réalisaient, les importations représenteraient 26 % de la totalité des combustibles utilisés et 33 % des combustibles issus de la sylviculture. Trois projets sur seize ont prévu de recourir aux importations dans des proportions allant de 48 % à 77 % de leurs approvisionnements[150].

C - Un impact encore modeste sur l'emploi

Toutes filières renouvelables confondues[151], le nombre d'emplois directs est passé de 58 460 en 2006, selon les estimations de l'ADEME, à 83 260 en 2012, après un pic de 98 580 en 2010[152]. L'emploi, entre 2006 et 2012, a donc progressé de près de 43 %.

Tableau n° 15 : évolution des emplois directs des filières renouvelables de 2006 à 2012

	2006	2007	2008	2009	2010	2011(e)	2012 (p)
Solaire	4770	6020	9220	13930	35100	32470	21810
Eolien	6000	6320	8790	9790	11670	10420	10240
Biomasse	23330	20840	22460	22770	24710	24460	25020
Pompes à chaleur	14430	17130	28900	23100	15260	14200	14200
Hydraulique	9150	9530	9850	10430	11030	10770	10790
Géothermie	780	720	730	760	810	1000	1200
Total énergies renouv.	**58460**	**60560**	**79950**	**80780**	**98580**	**93320**	**83260**

Source : Cour des comptes- Données ADEME

Les filières qui produisent et vendent de la chaleur représentent un peu plus de la moitié des emplois de l'ensemble des filières renouvelables et la seule filière biomasse en représente près du tiers. Elle couvre aussi plus de la moitié des filières produisant de la chaleur en raison, essentiellement, des activités qui exploitent et vendent le bois[153].

Le secteur des pompes à chaleur apparaît également très dynamique avec 14 200 emplois en 2012, chiffre comparable à celui de 2006 mais en retrait par rapport à 2008 (28 900 emplois). Cette évolution s'explique pour l'essentiel par la diminution du taux du crédit d'impôt développement durable (CIDD) sur ces équipements.

[150] Ce qui réduit par ailleurs le bilan carbone de ces installations.
[151] Hors biocarburants.
[152] *Cf.* Annexe n° 12.
[153] La part de la filière bois est en effet prépondérante avec 22 980 emplois directs en 2012 (25,5 % du total) en quasi stabilité par rapport à 2006 (22 210 emplois).

Les filières hydraulique et éolienne sont équivalentes avec chacune une dizaine de milliers d'emplois chacune (10 800 pour la première et 10 240 pour la seconde). En revanche, les progressions sont différentes avec une grande stabilité pour la filière hydraulique[154] et une forte progression pour l'éolienne (+ 4 240 emplois de 2006 à 2012). La filière éolienne terrestre représente, en effet, un peu plus de 12 % des emplois directs bruts de l'ensemble des filières d'énergies renouvelables, dont l'essentiel concerne la production d'équipements[155]. La filière a connu une progression de 70 % depuis 2006.

À moyen terme, les estimations d'emplois créés par l'éolien en mer[156] ne peuvent être validées ni par l'État ni par la Cour. Les plans de charge industriels[157] apportent plus de précisions mais aucune étude n'a été menée permettant de valider ces chiffres et d'affirmer qu'il s'agira de création ou de redéploiement d'emplois locaux.

Enfin, la filière photovoltaïque a connu une progression fulgurante entre 2006 (1 390 emplois) et 2010 (31 550 emplois) pour décroitre ensuite à 17 980 en 2012. La filière solaire photovoltaïque représente environ le cinquième des emplois directs bruts de l'ensemble des filières d'énergies renouvelables. Les besoins se concentrent surtout à l'aval de la filière (installation, maintenance notamment). Or, la fabrication des matériaux, des cellules et modules représente entre 30 % et 50 % de la valeur. Mais, en raison de la baisse rapide du prix des modules et de la relative stabilité du prix des activités aval, la part de la valeur ajoutée française a tendance à augmenter.

Cette filière supporte l'essentiel des pertes d'emplois constatées dans les énergies renouvelables, conséquence de la baisse du soutien de la politique à partir de 2010. Il est cependant difficile de faire la part des destructions nettes et des simples transferts sur un autre secteur (cas d'un installateur également couvreur, par exemple). En revanche, et comparativement, la filière solaire thermique est restée stable.

---

[154] Les centrales sont déjà installées et les plus importantes sont exploitées de manière mutualisée par des groupes industriels bénéficiant d'économies d'échelle (automatisation, conduite à distance).

[155] Y compris une estimation des exportations de composants mécaniques (couronnes d'orientation, en particulier) et électriques (moteur, matériel de connexion, notamment).

[156] 10 000 emplois directs nouveaux - SER, Communiqué du 6 avril 2012.

[157] Plan de charge d'Alstom: phase projet: 2500 emplois pour une durée de 3-4ans/500 emplois à Cherbourg et 300 emplois à Saint-Nazaire pour la construction des équipements; un centre d'ingénieurs et cadres représentant 200 emplois; 4000 emplois indirects pour l'installation/Maintenance: 400 emplois pour les 20 ans d'exploitation.

Finalement, les estimations de l'ADEME constituent la fourchette haute de celles effectuées par les organismes publics. Elles sont cependant très en retrait des ambitions exprimées dans le plan d'action national de la France en faveur des énergies renouvelables qui évoquait la création de « plusieurs centaines de milliers d'emplois notamment dans les secteurs de la rénovation des bâtiments et de l'installation des dispositifs de production d'énergies renouvelables ». En outre, elles ne rendent pas compte des emplois induits, de sorte qu'on peut difficilement d'évaluer si la politique a des effets négatifs ou pas sur l'emploi.

III - Les conditions de la cohérence

Bien que les objectifs du paquet énergie-climat aient été fixés pour 2020 dans un premier temps, les impacts de la politique en faveur du développement des énergies renouvelables ne sauraient être mesurés à cette seule échéance. En effet, dès 2005, la France a considéré son engagement à plus long terme avec, notamment, la division par quatre de ses émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050[158]. Cet objectif est également celui de l'Union européenne.

Ces engagements sont très contraignants. En effet, une étude[159] a montré que l'atteinte des objectifs à 2020 permettrait de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 30 % en 2030. À cette échéance, il faudrait toutefois les réduire de 40 % pour espérer atteindre l'objectif fixé pour 2050.

En outre, l'ambition de réduire la part du nucléaire dans le *mix* énergétique à l'horizon 2025, annoncée par le Président de la République à l'issue de la conférence environnementale de septembre 2012, engagera nécessairement la France sur plusieurs décennies.

La politique doit rester soutenable dans cette perspective, ce qui implique de tenir compte des bénéfices environnementaux, de renforcer le rôle du marché de l'électricité et d'adapter les réseaux et la consommation.

[158] Dans la loi POPE de 2005 réaffirmé par la loi Grenelle I de 2009.
[159] *Overview of European Union climate and energy policies***,** cabinet EA Energy analyses, 10 janvier 2012.

A - Tenir compte des impacts environnementaux

La prise en compte des externalités environnementales est essentielle pour apprécier l'impact des énergies renouvelables puisqu'elles doivent permettre d'atténuer le coût pour la collectivité.

Il convient, dans un premier temps, de pouvoir mesurer les économies d'émission de CO_2 réalisées et, dans un deuxième temps, de les valoriser. Faute d'un marché efficace du carbone, seule une valeur tutélaire[160] du CO_2 est aujourd'hui disponible. La fiscalité est une autre voie de valorisation mais ses effets devraient être alors très précisément évalués.

1 - Mesurer les économies d'émissions de CO_2

Les énergies renouvelables sont supposées avoir un effet bénéfique sur l'environnement, en se substituant à des sources d'énergies polluantes. Le coût public d'abattement du carbone constitue l'indicateur de ce bénéfice. Il correspond au rapport entre la dépense publique totale consacrée au financement d'un équipement ou d'un dispositif permettant de réduire les émissions de carbone et la somme des gains d'émissions sur la durée de vie de ces équipements ou dispositifs. Par exemple, si la dépense publique consacrée à l'installation de panneaux photovoltaïques s'élève à 1 M€ et permet d'économiser 100 000 tonnes de carbone, le coût public du carbone évité sera de 10 € la tonne[161].

S'il est difficile de tirer des conclusions définitives des différents calculs disponibles aujourd'hui, certaines filières peuvent néanmoins être associées à un coût d'abattement élevé. Le tableau suivant présente les limites basses et hautes approximatives des différentes fourchettes calculées[162] que la Cour n'a pas été en mesure de valider.

Tableau n° 16 : coût d'abattement (€/tCO_2eq)

Solaire photovoltaïque	Biomasse	Géothermie	Biogaz	Eolien (terre)	Eolien (mer)	Micro-hydraulique
100 à 5000	0 à 1500	100 à 1000	0 à 500	40 à 1000	200	20 à 700

Source : Cour des comptes

[160] *Cf.* Annexe n° 11 l'explication du dispositif du coût d'abattement et de la valeur tutélaire de carbone.
[161] 1 M€/100 000 tonnes.
[162] *Cf.* Annexe n° 11 le tableau détaillé.

Le coût public d'abattement permet ainsi de comparer les bénéfices collectifs entre les filières, mais il ne permet pas de porter un jugement sur le niveau de ce coût. À cette fin, il faut pouvoir valoriser le carbone.

2 - Valoriser le CO_2

Une première méthode consiste à s'en remettre aux mécanismes de marché.

a) Le système communautaire d'échange de quotas d'émission

L'intégration du coût du CO_2 dans les prix de marché de l'énergie pour tenir compte de ses effets négatifs sur l'environnement passe nécessairement par l'intervention de la puissance publique.

Ainsi, l'Union européenne a mis en place, depuis 2005, un système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) qui consiste à attribuer des quotas d'émission aux entreprises les plus émettrices (producteurs d'énergie, cimenteries notamment) pour les inciter à réduire leurs émissions. Si l'une d'elles dépasse son quota, elle a la possibilité d'en acheter sur le marché auprès des entreprises qui ont respecté le leur.

Le SCEQE s'applique aujourd'hui dans 11 000 installations de production d'électricité ou d'industries manufacturières très consommatrices d'énergie et représentant 45 % des émissions de CO_2 en Europe. En 2012, il a été étendu aux émissions produites par les avions qui desservent des aéroports européens.

À partir de 2013, plusieurs évolutions sont mises en œuvre, notamment un léger élargissement du champ d'application du système, le remplacement de plafonds d'émission nationaux par un plafond unique pour toute l'Union européenne, une réduction linéaire de 1,74 % par an du plafond d'émission à l'horizon 2020 et au-delà, ce qui signifie que le nombre de quotas d'émission en 2020, devrait être inférieur de 21 % au niveau de 2005.

Enfin, le passage progressif à un système de vente aux enchères des quotas d'émission se met en place. Il remplacera définitivement l'actuel système consistant à allouer gratuitement la majorité des quotas. À compter de 2013, au moins 50 % des quotas doivent être vendus aux enchères et la totalité en 2027. Des exceptions pourront être accordées à certains secteurs énergivores, s'il est estimé que l'achat aux enchères de tous leurs quotas d'émission pourrait détériorer leur compétitivité internationale.

Très prometteur sur le long terme, le système s'est toutefois révélé peu efficace jusqu'ici, notamment en raison de l'effondrement du prix du carbone sur ce marché. D'une valeur moyenne de 20,6 € la tonne en 2005, il est aujourd'hui évalué aux alentours de 5 € la tonne en raison, notamment, d'un excès d'offre de quotas par rapport à la demande. Ce prix ne permet pas de rentabiliser les investissements dans les installations limitant les émissions de CO_2.

b) La valeur tutélaire du carbone

En raison de l'échec du marché à valoriser le carbone, la seule valorisation qui intègre les dommages environnementaux reste une valorisation théorique publique, appelée « valeur tutélaire du carbone ». Elle correspond à la valeur théorique qui permettrait d'atteindre les objectifs fixés à la France sans intervention publique par le simple jeu des mécanismes de l'économie de marché.

Elle a été fixée par le Conseil d'analyse stratégique en 2009 aux valeurs suivantes :

Tableau n° 17 : valeurs tutélaires du carbone

€/tCO_2	2010	2020	2030	2050
Valeur recommandée	32	56	100	200

Source : rapport Quinet

Au-dessus de cette valeur, le coût d'un dispositif public destiné à réduire les émissions peut être considéré comme trop coûteux pour la collectivité. Cette valeur reste cependant aujourd'hui sans effet sur la rentabilité des énergies renouvelables parce qu'elle n'est pas intégrée à leurs coûts de production.

c) Une valorisation fiscale

La fiscalité est également un moyen de valoriser le carbone à un coût permettant de rentabiliser tout ou partie des productions d'énergies renouvelables.

Elle présente l'avantage pour les finances publiques d'enregistrer une recette et non des charges. De même, elle permet, en théorie, de rendre inutiles les dispositifs de soutien à la production, comme l'obligation d'achat, et donc d'éliminer les risques d'effets de rente. Enfin, en vendant leur production directement sur le marché, les

producteurs d'énergies renouvelables deviennent solidaires et acteurs des conditions d'équilibre de l'offre et de la demande.

Pour être efficace, le niveau de taxation devrait se rapprocher de la valeur tutélaire du carbone et donc atteindre des niveaux significatifs. Il pourrait avoir ainsi des impacts négatifs sur la compétitivité, notamment si elle n'est pas harmonisée à l'échelle de l'Union européenne, voire mondiale. En outre, une fiscalité carbone ne rendrait pas les énergies renouvelables compétitives vis-à-vis de l'électricité nucléaire.

B - Renforcer le rôle du marché de l'électricité

Le développement à l'échelle européenne des énergies renouvelables, intermittentes pour la plus grande part, sur la base de tarifs administrés sans lien avec les conditions d'équilibre de l'offre et de la demande sur le marché de gros de l'électricité, entraîne des effets déstabilisants déjà décrits : prix déconnectés des coûts, bouleversement de l'ordre d'appel des centrales, chute de la rentabilité des capacités de pointe, situation de prix négatifs.

À terme, l'articulation des dispositifs de soutien à base de tarifs d'achat administrés et des fluctuations des prix de marché, devient, dès lors, primordiale. Deux dispositifs, les certificats verts et les primes additionnelles au prix du marché, intègrent cette problématique et sont aujourd'hui mis en œuvre dans certains pays européens, le plus souvent de manière complémentaire avec les tarifs d'achat.

1 - Les certificats verts

L'État, en soumettant les producteurs d'énergie à une obligation de production d'énergie renouvelable, leur accorde des certificats verts (ou « *renewable obligations* » au Royaume-Uni), en échange des MWh produits à l'aide de ces sources. Les certificats s'échangent ensuite sur un marché entre producteurs, ceux d'entre eux n'ayant pas rempli leur quota devant en acquérir auprès de ceux qui les ont dépassés. Si l'offre est faible (peu d'énergie renouvelable a été produite), leur prix est élevé, ce qui incite donc les producteurs à investir dans les énergies renouvelables. L'État garantit un prix minimum afin de rendre le système efficace.

Le mécanisme a été mis en place dans plusieurs pays européens : en Pologne, en Suède, en Bulgarie, aux Pays-Bas ainsi qu'au Royaume-Uni et en Belgique. Dans ces deux derniers cas, le dispositif a peu permis de développer les énergies renouvelables.

2 - Les primes additionnelles au prix du marché

Un autre système utilisé en Europe permet de lier les tarifs de rachat des productions d'énergie renouvelable aux fluctuations des cours de marché en ajoutant à ce dernier une prime. Cette dernière est fixée de manière à offrir aux producteurs une rentabilité suffisante.

Ce système a été mis en place notamment en Espagne et au Danemark (pour l'éolien terrestre). Son avantage principal est d'atténuer la déconnexion entre les tarifs et le marché, mais, mal dimensionné, il peut se révéler aussi coûteux pour la collectivité que les tarifs d'achat.

Toutefois, compte tenu des effets déstabilisants des tarifs d'achat sur le marché de l'électricité, l'étude d'une telle formule mériterait d'être engagée.

C - Adapter les réseaux et la consommation

1 - Une consommation d'électricité plus réactive et plus sobre

L'augmentation de la part d'énergies renouvelables dans le *mix* énergétique complique la gestion des réseaux. Pour faciliter leur intégration, une des réponses possibles est l'adaptation de la consommation, couplée à une sobriété accrue conformément aux engagements du paquet énergie climat.

Les appareils consommateurs d'électricité doivent donc être non seulement plus sobres mais aussi intelligents et en mesure de réagir à toute commande visant à engager la consommation (appareils ménagers à démarrage décalé) ou, au contraire, à la réduire voire la stopper. La nature des contrats de distribution d'électricité doit permettre des modulations de consommation par des incitations tarifaires du consommateur.

Une autre voie possible est le développement de l'autoconsommation, au moins pour les petites installations individuelles, c'est-à-dire la consommation par un acteur de sa propre production électrique. Le concept est intéressant puisqu'il permet a priori de résoudre les problèmes d'intégration aux réseaux, en responsabilisant les producteurs/consommateurs et en réduisant le coût du soutien public.

Cependant, s'agissant spécifiquement des sources renouvelables, les profils de production ne correspondent pas à ceux de consommation. Le développement de l'autoconsommation est alors envisageable mais, à défaut de dispositifs de stockage performants, il doit s'accompagner de

dispositifs d'effacement[163] volontaire de la consommation en période de pointe, d'arrêt ou de limitation de production en période de faible consommation.

En termes de coûts, la notion de « parité réseau » évoluerait. Définie comme la comparaison entre coûts de production dans un modèle centralisé, elle serait désormais le résultat de la comparaison entre les coûts de production de l'installation décentralisée (des panneaux photovoltaïques par exemple) et le prix facturé au consommateur de l'électricité délivrée par le réseau collectif, donc y compris les taxes, les coûts de transport et de distribution. Dans cette perspective, la parité réseau pourrait être atteinte plus rapidement que dans le système actuel et rendre l'électricité de source renouvelable beaucoup plus compétitive.

Cependant, dans ce cas, les tarifs de réseau facturés aux « autoconsommateurs » devraient aussi probablement évoluer pour tenir compte de la garantie d'approvisionnement en électricité dont ils bénéficieraient en cas d'insuffisance de leur propre production. La structure tarifaire devrait être alors assise plus probablement sur la puissance réservée ou même simplement sur l'accès au réseau que sur la seule consommation d'électricité.

2 - Tenir compte des contraintes liées aux réseaux

Connaître et équilibrer les flux dans le système électrique global repose en grande partie sur une adaptation des réseaux de transport et de distribution, aujourd'hui coordonnés dans une architecture centralisée et descendante, vers plus de souplesse et de réactivité, au niveau national mais aussi européen[164]. Dans ce nouveau modèle, les énergies renouvelables imposent aux gestionnaires de réseau un double défi d'intégration dans le temps et dans l'espace.

[163] Voir glossaire.

[164] En raison de l'interconnexion croissante des réseaux ouest-européens, une association européenne des entreprises gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (la *European Network of Transmission System Operators ENTSO-E*) analyse les aléas survenus sur les réseaux nationaux afin d'y faire face de façon coordonnée et optimisée.

En Allemagne, la question du développement des réseaux a été soulevée tardivement, sous la contrainte des difficultés à intégrer la production électrique renouvelable. En effet, les objectifs des *Länder*, ainsi que les moyens mis en œuvre, ne sont pas nécessairement coordonnés[165]. Étant donnée la structure fédérale du pays, l'Allemagne est traditionnellement réticente à la mise en place d'instruments de planification centralisés, notamment dans le domaine des réseaux électriques.

Néanmoins, le développement rapide des énergies renouvelables intermittentes (qui bénéficient d'un accès prioritaire au réseau) et l'arrêt précipité de plusieurs réacteurs nucléaires dans le sud du pays ont montré aux pouvoirs publics et opérateurs allemands qu'il était indispensable de renforcer la planification et le développement des réseaux électriques. Dans le cadre de la transition énergétique (*Energiewende*) d'octobre 2010 et de juin 2011, le gouvernement fédéral a ainsi adopté pour la première fois un outil contraignant de planification pluriannuel des infrastructures de transport de l'électricité (380 kV et plus), dans lequel il dispose du pouvoir de validation finale.

Par ailleurs, l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux nécessite un système de gestion qui reste à inventer. Par exemple, en Espagne, Red Eléctrica de España (REE)[166] a créé en 2006 un centre de contrôle de la production d'énergie renouvelable, le CECRE, pour réaliser la supervision et le contrôle de cette production en temps réel[167]. Ce système permet à l'Espagne d'intégrer des pointes de production renouvelable atteignant 50 % de la production électrique totale.

Enfin, compte tenu du coût d'adaptation des réseaux, il est nécessaire de rationaliser l'implantation des installations de production à base d'énergies renouvelables par rapport aux centres de consommation de manière à atteindre l'optimum économique.

La réflexion sur l'évolution des réseaux doit donc être menée en même temps que celles sur d'éventuelles réformes des dispositifs de soutien aux productions énergies renouvelables voire d'arbitrages entre

[165] Par exemple, la Bavière tire un bénéfice important du solaire, contrairement à la Rhénanie-du-Nord-Westphalie, qui est pourtant le principal contributeur de la loi EEG. Le Schleswig-Holstein planifie une production éolienne largement exportatrice, quitte à déstabiliser les réseaux des autres *Länders*, notamment la Thuringe et le Brandebourg. Certaines personnalités politiques de Bavière parlent désormais d'autarcie énergétique pour la région, s'opposant aux plans d'importation d'électricité offshore en provenance du nord du pays.

[166] L'équivalent espagnol de RTE.

[167] Il supervise 100 % de la production éolienne et solaire thermoélectrique et 70 % de la génération solaire photovoltaïque.

les filières et, dans tous les cas, avant même d'envisager une augmentation massive du recours aux productions électriques renouvelables.

IV - Des arbitrages nécessaires

Afin de préserver les atouts énergétiques français de faibles émissions de gaz à effet de serre et de bas prix de l'électricité, tout en améliorant le soutien au développement des énergies renouvelables, des arbitrages s'imposent tant entre les politiques à mener qu'entre les moyens de soutien.

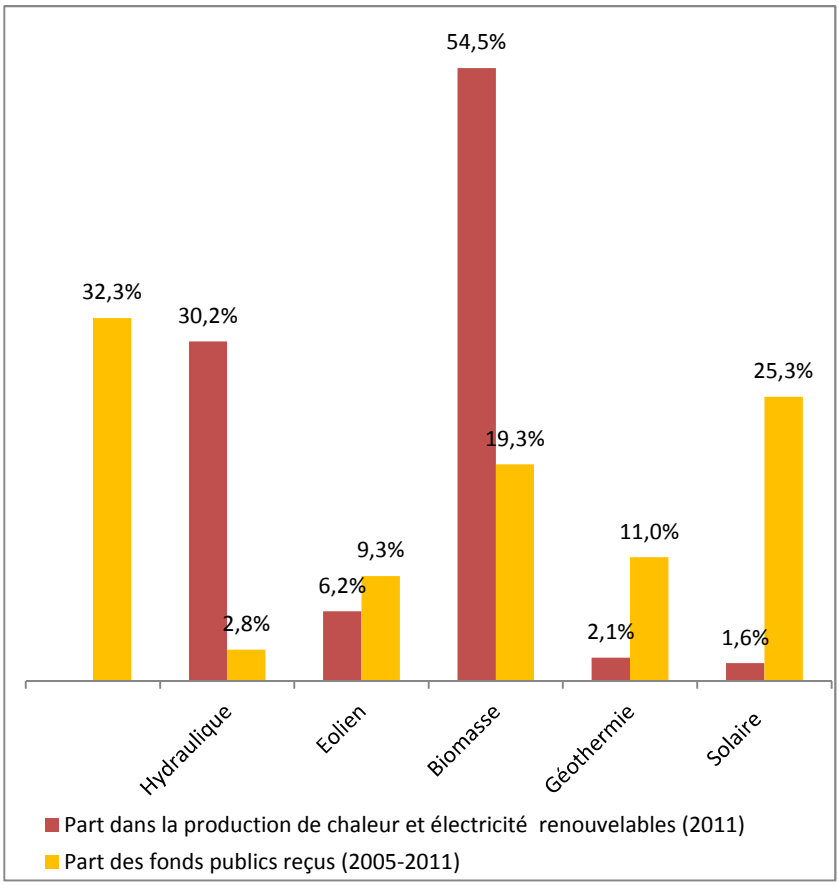
A - Arbitrer entre les filières

1 - Le critère d'arbitrage

Toute mesure prise en faveur d'une filière renouvelable devrait être mesurée à l'aune de l'intérêt attendu pour la collectivité, rapporté à son coût.

En effet, les proportions de l'ensemble de l'aide publique captées par les filières renouvelables ne correspondent pas à leurs parts dans la production d'énergie française comme l'illustre le graphique suivant :

Graphique n° 14 : parts des énergies renouvelables dans la dépense publique et la production d'énergies



Source : Cour des comptes

L'argument entendu régulièrement au sein des services de l'État, selon lequel toutes les filières doivent être soutenues parce qu'elles présentent des potentiels, encore hypothétiques, de croissance ou de développement énergétique, ne résiste donc plus à cette situation puisqu'il aboutit à soutenir une filière quel qu'en soit le coût. Des arbitrages entre filières mais aussi à l'intérieur même des filières, s'imposent.

2 - Deux filières à réexaminer d'urgence : solaire et géothermie

La politique de soutien des filières solaires et géothermiques doit aujourd'hui être redéfinie.

L'éclatement de la bulle et l'instauration du moratoire sur le solaire photovoltaïque ont limité la dérive des coûts. Mais, en raison de la baisse rapide des coûts des composants, de la hausse des coûts de l'électricité et de la faible part que le photovoltaïque a, et conservera à moyen terme, dans la production d'électricité française, le niveau de soutien à cette filière doit être révisé de façon à aboutir à moyen terme à un fonctionnement normal du marché, sans aide publique. Parallèlement, le soutien au solaire photovoltaïque intégré au bâti doit être abandonné en raison de l'absence de preuve de son efficacité.

S'agissant du solaire thermique[168], l'État considère que le soutien à lui apporter devrait être considéré au regard de ses potentialités. Selon l'ADEME, de « nouvelles technologies prometteuses[169] » pourraient, en effet, améliorer la rentabilité du solaire thermique et, en outre, la mise en place de la réglementation thermique 2012 pour l'efficacité énergétique des bâtiments neufs pourrait également faciliter l'essor de cette filière en incitant les professionnels à recourir à ces installations.

Cependant, l'ADEME constate aujourd'hui que le développement de la filière est moins important qu'attendu et relativise son potentiel. Or, le coût de soutien de cette filière est particulièrement élevé :

- le coût public de la tonne de CO_2 évitée de soutien à cette filière est le plus élevé des technologies renouvelables soutenues par le crédit d'impôt développement durable (CIDD)[170] (448€/tCO_2 évitée en 2012 ; la troisième étant le solaire photovoltaïque avec un coût évalué à 112€/tCO_2 évitée) ;
- le coût à la tonne équivalent pétrole produite et financée par le fonds chaleur atteint presque 11 000 €.

Le soutien à cette filière apparait donc aujourd'hui contrasté et un état des lieux objectif des forces et faiblesses doit être établi.

[168] Essentiellement soutenu par l'intermédiaire du CIDD (602 M€ entre 2005 et 2011). Le soutien par le fonds chaleur a été limité à 47 M€ entre 2009 et 2011 et 41 M€ ont également été engagés par l'ADEME dans le cadre des contrats de projets État-région entre 2007 et 2011.

[169] Notamment le couplage de technologies solaire thermique et biomasse.

[170] Source : DGEC. Estimations issues d'une modélisation du comportement des consommateurs d'énergie.

En raison du dossier « Bouillante » et de l'expérimentation de Soultz-sous-forêt dont l'efficience reste à démontrer, la géothermie électrique est aujourd'hui dans une situation bloquée qui s'oppose à toute initiative potentiellement porteuse de croissance, notamment outre-mer. Des mesures doivent être prises visant, d'une part, à permettre de confier la gestion de l'activité de Bouillante à un industriel et, d'autre part, à étudier objectivement l'opportunité de développer cette technologie ailleurs sur le territoire sans aboutir à des coûts de production trop élevés.

S'agissant de la géothermie thermique, marquée par un ralentissement d'activité, des solutions permettant de limiter les effets du coût des forages et les difficultés de financement des opérateurs doivent être recherchées.

3 - Une filière qui aurait pu être mieux évaluée : l'éolien en mer

Dans la mesure où la France dispose d'un potentiel éolien terrestre élevé et où ils reposent sur un pari industriel coûteux, les projets d'éoliennes en mer auraient pu attendre la réalisation d'études économiques et techniques abouties. Ils ont été lancés ; en conséquence le retour d'expérience doit donc être analysé précisément avant de mener un nouvel appel d'offres.

4 - Une filière porteuse mais victime de son mode de financement : la biomasse

La filière biomasse représente une très grande partie de la production de chaleur de source renouvelable. Le fonds chaleur est le principal outil de soutien à la production, non domestique. Or, les limitations budgétaires dont il est l'objet obèrent sa capacité à atteindre les objectifs que la loi lui avait initialement attribués.

Par ailleurs, le soutien de la filière biomasse entraîne des conflits d'usage sur la ressource réellement disponible. L'inflation des projets, et surtout de grands projets, ne peut qu'avoir des effets négatifs et déséquilibrer encore davantage les ressources au point d'aboutir à des importations.

Enfin, la production d'électricité doit rester accessoire de la production de chaleur dans les installations soutenues financièrement par l'État ou la collectivité, compte tenu de leurs rendements et coûts relatifs.

Dans ce cadre, le recours à des appels d'offres émis et gérés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour des installations produisant de l'électricité de source biomasse doit cesser et les conditions des tarifs d'achats de l'électricité de source biomasse réexaminées.

B - Adapter les dispositifs de soutien

Tous les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables ne sont pas efficients. Des ajustements doivent être entrepris pour répondre au mieux à la nécessité de dépenser utilement l'argent public.

Ainsi, conformément à la position du ministère chargé de l'énergie, les tarifs d'achat doivent être réservés aux filières matures comme l'éolien terrestre, tandis que les appels d'offres doivent être utilisés pour des technologies en devenir ou des projets de grande capacité.

Dépassant ce cadre, la procédure des appels d'offres a pu, parfois, être utilisée au-delà de sa fonction première. Ainsi, le besoin de recourir à cette procédure lorsque les objectifs d'installation des capacités ne sont pas menacés ou lorsque le coût pour la collectivité devient trop élevé, doit être systématiquement évalué.

La procédure s'inscrit également parfois en concurrence avec les tarifs d'achat. Or, de façon générale, le chevauchement des procédures applicables sur les mêmes catégories d'installations au sein d'une filière est à proscrire parce qu'il peut annuler les effets d'un dispositif par rapport à un autre en laissant le choix au bénéficiaire, détournant finalement les objectifs recherchés par l'État et rendant illisible l'efficacité des mesures.

Dans le cas de la cogénération chaleur/électricité, un projet doit avant tout être analysé au regard de sa rentabilité en tant qu'installation de production de chaleur, celle d'électricité n'étant qu'un effet positif de l'exploitation et non une fin en soi. Or, le coût du recours aux appels d'offre pour soutenir des installations de production électrique à partir de biomasse, même si la production est réalisée en cogénération, est trop élevé au regard de l'impact sur les ressources locales. Ce mode de soutien doit être arrêté.

Il serait également plus efficace et moins coûteux de privilégier le soutien à la chaleur via le fonds chaleur, en dépit du poids qu'il fait peser sur le budget de l'État, à la différence de la CSPE.

Néanmoins, si, le fonds chaleur a permis le développement du secteur de la chaleur renouvelable grâce à la biomasse solide et aux réseaux de chaleur associés, il est également utilisé pour soutenir les filières géothermie, biogaz et solaire thermique. Or, ces dernières restent faibles en termes de production, d'emplois et de marchés par rapport aux autres filières et captent un potentiel de financement non négligeable. La

question de poursuivre ou non les investissements dans ces trois filières doit donc être posée.

De même, la question de la vocation de l'État à soutenir des achats qui relèvent du confort des particuliers ou de leur engagement pour les énergies renouvelables se pose également. Le recours au crédit d'impôt développement durable (CIDD) pour soutenir, auprès des particuliers, l'achat de matériels qui peuvent être rattachés à la catégorie des énergies renouvelables peut ainsi être remis en cause.

Dans un cadre plus large enfin, la mise en place d'une obligation d'achat doit avoir pour contrepartie la révision régulière des tarifs pour tenir compte de l'évolution des marchés propres à chaque filière.

C - Arbitrer entre des impératifs d'intérêt général contradictoires

Les filières éoliennes et hydrauliques sont aujourd'hui particulièrement freinées par des contraintes nées de l'application de politiques publiques d'intérêt général autres que celle visant à soutenir les énergies renouvelables.

Ainsi, en ce qui concerne la filière éolienne terrestre, l'État doit arbitrer entre des impératifs d'intérêt général, comme la protection des paysages et le développement d'une énergie renouvelable mature.

S'agissant de la filière hydraulique, qui est mature et dispose encore d'un potentiel important, cependant limité par les mesures de protection des cours d'eau portées notamment par la LEMA, l'État doit arbitrer entre l'exploitation à des fins énergétiques d'une énergie connue, maitrisée, non polluante et nécessaire à la réalisation de ses objectifs de politique énergétique et le maintien d'un niveau élevé de protection de la faune et de la flore.

D - Mieux intégrer les enjeux économiques

La création de valeur par le développement de filières industrielles justifie, parmi d'autres objectifs, le développement des énergies renouvelables. Or, les effets sur l'industrie de la politique de soutien ont été très différents selon les filières renouvelables.

La filière éolienne dispose d'industriels performants, le secteur hydroélectrique est connu et maitrisé et, même s'ils sont concurrencés sur certains équipements, les industriels français ont de bonnes perspectives

sur le marché des matériels de chauffage individuel (notamment les inserts et foyers).

En revanche, les filières solaires de production de composants et modules ont connu un échec. S'agissant de l'aval de la filière, les professionnels ont rapidement réagi à l'accroissement des besoins sans toutefois être toujours au niveau technique requis, notamment en ce qui concerne l'intégration au bâti des panneaux photovoltaïques. Dans ce dernier cas, l'échec de la politique est dû à l'insuffisante structuration de la filière industrielle pour répondre à la demande. Autre conséquence de ce positionnement des industries françaises, la filière photovoltaïque, fortement soutenue, contribue au déséquilibre de la balance commerciale.

De même, la géothermie électrique est encore aujourd'hui dans l'impasse et la géothermie de grande profondeur pour la production de chaleur fonctionne au ralenti.

Enfin, de façon générale, les conséquences du développement des énergies renouvelables sur l'emploi en France sont modestes et le suivi, qui en est fait aujourd'hui, ne permet pas de faire la part entre création et redistribution des emplois.

La politique de développement des énergies renouvelables doit donc mieux intégrer les enjeux économiques en s'appuyant sur des filières structurées, en évaluant mieux les perspectives des marchés, les conséquences sur la balance commerciale mais aussi sur l'emploi et en identifiant clairement les besoins nationaux ou internationaux.

E - Investir dans la recherche

Comparées aux technologies nucléaires ou fossiles, celles relatives aux énergies renouvelables sont plus récentes et l'essor qu'elles connaissent partout dans le monde marque probablement le début d'un déploiement plus important encore dans les années à venir.

Cependant, la recherche est encore indispensable pour permettre de concurrencer les filières historiques. C'est la raison pour laquelle la France, parmi de nombreux autres pays, a engagé plusieurs programmes de recherche qui visent à lever les verrous relatifs aux énergies renouvelables elles-mêmes mais aussi relatifs aux dispositifs de stockage ou encore aux réseaux.

Les recherches sur le stockage de l'énergie en Allemagne

L'Allemagne soutient activement la recherche sur des technologies de stockage et a affecté, pour ce seul domaine, une enveloppe de 200 M€ de fonds public sur la période 2011-2014. Cette somme peut être comparée aux 395,6 M€ attribués par la France sur ce sujet de 2002 à 2011 et aux 300 M€ consacrés annuellement à l'ensemble de la recherche en lien avec les énergies renouvelables, y compris le stockage et l'hydrogène.

Néanmoins, sur la base des seules charges supportées par la CSPE et le CIDD, le soutien à la production est sept fois supérieur aux dépenses totales de recherche et développement sur la période 2005-2011. Miser plus encore sur la recherche pour répondre à ces enjeux stratégiques parait donc indispensable pour placer ainsi la France en tête dans la maitrise industrielle et donc commerciale des énergies renouvelables futures.

——— *CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS* ———

Le coût croissant du soutien au développement des énergies renouvelables conduit à s'interroger sur sa soutenabilité à long terme.

L'ensemble des coûts publics de la politique de soutien aux énergies renouvelables (dispositifs fiscaux, fonds « chaleur », recherche et développement, charge de service public de l'électricité (CSPE)) ressort globalement estimé à 14,3 Md€ entre 2005 et 2011. Sur ce volume, les filières photovoltaïque, géothermique et éolienne ont capté 5,7 Md€, essentiellement par l'intermédiaire du crédit d'impôt développement durable et de la CSPE, alors qu'elles ne représentent qu'une faible part de la production énergétique renouvelable. A elle seule, la filière solaire a coûté 3,6 Md€, alors qu'elle constitue seulement la quatrième source d'énergies renouvelables avec 2,7 % de la production d'électricité et 0,9 % de la production de chaleur renouvelables. Au contraire, les filières hydrauliques et biomasse contribuent fortement à la production renouvelable mais pour une part de soutien public plus limitée.

Pour l'avenir, l'évolution globale des coûts reste difficile à évaluer, même si on peut d'ores et déjà estimer que la part de la CSPE affectée au soutien des énergies renouvelables devrait atteindre environ 8 Md€ par an en 2020 si les objectifs sont atteints à cette échéance. Entre 2012 et 2020, toutes choses étant égales par ailleurs, le coût estimé, au titre des énergies renouvelable, pour la seule contribution aux charges de service public de l'électricité (CSPE) pourrait ainsi atteindre 40,5 Md€

au total. Les autres coûts concernent les dépenses fiscales, les aides à l'investissement du fonds chaleur et la recherche.

Par ailleurs, sans aucune politique d'optimisation, les gestionnaires de réseaux estiment à 5,5 Md€ les investissements qu'ils devront supporter pour l'adaptation des réseaux

Pour autant, la France a réussi à éviter, jusqu'à présent, des dérives financières importantes comme celles qui ont pu être constatées ailleurs en Europe[171].

Le coût du soutien aux énergies renouvelables est donc très élevé sans que celui-ci ait apporté, jusqu'ici, les retombées socio-économiques attendues. Ainsi, le marché électrique est perturbé par une production d'énergies renouvelables déconnectée des prix. En outre, les filières industrielles n'ont pas encore acquis de position significative sur le marché mondial. La situation de la filière solaire photovoltaïque est, à cet égard, significative. Déjà largement affaiblie en amont par la concurrence chinoise, elle a été, en outre, déstabilisée par les à-coups de la politique de soutien. Par ailleurs, après une phase de créations d'emplois jusqu'en 2010, la tendance s'est inversée, essentiellement dans la filière solaire photovoltaïque. Pour sa part, la filière éolienne en mer est très largement dépendante des perspectives du marché en mer du Nord, pour l'instant incertaines.

Pour autant, il ne s'agit pas de relâcher l'effort, mais de le rendre plus cohérent et plus soutenable dans le long terme, tout en préservant les atouts que sont le prix de l'électricité et le niveau des émissions de CO_2. L'objectif est donc d'assurer le plus vite possible la rentabilité de la production d'énergies renouvelables en limitant le soutien public au juste nécessaire. À cet égard, il faut prendre en compte le coût des émissions de CO_2, soit par les mécanismes du marché, soit par la fiscalité.

La Cour appelle donc à des choix parmi les filières, afin de réserver le soutien à celles qui peuvent le mieux contribuer à atteindre les objectifs et à des choix parmi les dispositifs d'aide, afin de réintégrer les signaux donnés par le marché et de responsabiliser les producteurs. Une meilleure cohérence devrait être également recherchée dans l'organisation et l'action de l'État, qui doit plus clairement afficher ses priorités et impliquer les différents acteurs, en particulier dans la recherche.

L'État doit aussi lever les verrous juridiques et administratifs qui pèsent sur le développement de certaines énergies approchant de la rentabilité (éolien terrestre, chaleur géothermique).

[171] Cf. annexe n° 14.

Enfin, l'essor des énergies renouvelables passe par l'adaptation des modes de consommation et la prise en compte de la contrainte des réseaux. Là encore, une action publique forte et déterminée est nécessaire.

En conséquence, la Cour émet les recommandations suivantes :

6. *réserver les moyens de soutien aux installations les plus efficientes compte tenu de leur coût, de leur part dans la production énergétique et de leur contenu en emplois ;*
7. *redéployer les crédits au sein du fonds chaleur en faveur des filières les plus efficientes ;*
8. *revoir le principe du financement par le seul consommateur d'électricité des charges de soutien aux énergies renouvelables électriques, compensées par la CSPE (recommandation déjà formulée par la Cour en 2011).*

Conclusion générale

La politique en faveur du développement des énergies renouvelables a été conçue dans un contexte qui a fortement évolué ces dernières années. L'objectif général des 23 % en 2020, sur lequel la France s'est engagée, apparaît d'autant plus ambitieux.

Le premier changement est l'ampleur de la crise économique. Alors que les scénarios du Grenelle de l'environnement ont été établis sur la base d'une hypothèse de croissance annuelle du PIB de 2,1 %, celle-ci n'a jamais atteint ce niveau depuis 2008 et a même été négative à deux reprises. Pour 2013, le programme de stabilité et de croissance retient une croissance du PIB de 0,1 %. La Cour, dans son rapport sur la situation et les perspectives des finances publiques de juin 2013, a considéré qu'elle pourrait même être légèrement négative.

Ce contexte économique pèse sur les finances publiques. À l'instar de la plupart des pays de la zone euro, la France est engagée dans un effort d'assainissement, qui prévoit notamment un retour à l'équilibre budgétaire à l'horizon 2016-2017. Le déficit des comptes publics atteint 4,8 % du PIB en 2012 et l'endettement représente 90,2 % du PIB à la fin 2012.

La crise a pour effet, à la fois, de ralentir les besoins énergétiques et de rendre les entreprises et les consommateurs plus sensibles à la hausse du prix de l'énergie.

Le deuxième changement a trait à une moindre implication des États dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Si l'Europe s'est fortement engagée dans la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre (GES), alors qu'elle contribuait en 2009 pour 13 % des émissions mondiales[172], ses partenaires, notamment les grands pays industriels et les grands pays émergents, semblent moins impliqués. Lors de la conférence de Cancun, en 2010, les États ont refusé de s'engager sur des objectifs chiffrés et contraignants de réduction de leurs émissions de gaz à effet de serre et décidé de s'en remettre aux engagements volontaires de chacun.

Le troisième changement tient au développement des énergies non conventionnelles, notamment les gaz et pétrole de schiste, en particulier en Amérique du Nord.

Il ne revient pas à la Cour de se prononcer sur les méthodes employées pour les extraire. C'est un fait que ces nouvelles énergies

[172] Selon l'Agence internationale de l'énergie.

améliorent la compétitivité de leurs clients dans certains pays et, par ricochet, renvoient sur les marchés internationaux des combustibles fossiles tel que le charbon américain, devenu dès lors plus compétitif.

Les États les plus réticents à l'adoption d'engagements contraignants sont également les plus émetteurs de GES, principalement la Chine et les États-Unis (respectivement premier et deuxième pays les plus émetteurs de CO_2). En outre, l'émergence récente des hydrocarbures non conventionnels, notamment aux États-Unis, ne contribue pas à modifier leur position qui reste dictée par la compétitivité économique.

En Europe, les priorités des États divergent, certains faisant passer le redressement économique devant les efforts de développement des énergies renouvelables.

Partant, grâce à l'électricité nucléaire, d'une situation plutôt favorable en termes d'émission de gaz à effet de serre[173], la France s'est engagée, au sein de l'Union Européenne, sur une trajectoire visant à instaurer une économie largement décarbonée à l'horizon 2050 tout en réduisant la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité.

La politique mise en œuvre dans ce but a permis d'obtenir des résultats et de situer la France au même niveau que ses partenaires européens en termes de réalisation de ses objectifs. Pour autant, cette politique se heurte à de fortes contraintes.

La première d'entre elle réside dans le coût global des énergies renouvelables, encore trop élevé par rapport au prix de vente de l'énergie. L'État a donc dû mettre en œuvre des dispositifs de soutien pour assurer la rentabilité des productions, sans éviter une complexité juridique qui favorise les contentieux et freine les projets. Il n'a pas non plus développé une expertise suffisante, et le contrôle de l'usage de ses aides, notamment fiscales, reste insuffisant. Il ne parvient pas, enfin, à coordonner les initiatives des collectivités locales.

En outre, du fait de défaillances dans la prise de décision, des dérives ont été constatées dans plusieurs filières, notamment dans le solaire photovoltaïque.

[173] Au niveau mondial, la France représente 1,1 % des émissions de GES alors qu'elle contribue pour 5,5 % au PIB mondial.

D'autres difficultés tiennent à des limites de nature physique. Les potentiels de certaines filières, biomasse, hydraulique, voire éolienne, et les réseaux électriques, organisés de manière centralisée descendante, sont mal adaptés à une production importante d'énergies renouvelables.

Dans ces conditions, il n'est pas surprenant que pour un objectif d'augmentation de production de chaleur et d'électricité de source renouvelable de 17 Mtep entre 2005 et 2020, le résultat en 2011 ne soit que de 2,3 Mtep (hors biocarburants), pour un engagement financier estimé à 14,3 Md€.

L'objectif de 17 Mtep en 2020 sera donc très coûteux à atteindre. De 1,4 Md€ en 2011, la part de la CSPE qui vise à soutenir les énergies renouvelables devrait passer à 2,2 Md€ en 2012 et à 3 Md€ en 2013. Toutes choses égales par ailleurs, elle pourrait atteindre 8 Md€ environ en 2020, soit un coût global estimé à 40,5 Md€ pour la période 2012-2020. S'y ajouteront les coûts des mesures fiscales en faveur des énergies renouvelables, des autres aides budgétaires à l'investissement ainsi que les coûts du financement de la recherche publique.

Les difficultés rencontrées dans la mise en œuvre de cette politique conduisent donc à un coût croissant pour la collectivité, avec des contreparties socio-économiques en termes d'emplois et de commerce extérieur qui ne sont pas toujours à la hauteur des attentes.

Elles s'inscrivent, par ailleurs, dans un contexte de fragilisation de la compétitivité de l'économie comme en témoigne la dégradation du solde extérieur.

Or les prix de l'énergie constituent, pour les entreprises, un élément significatif, notamment dans l'industrie, de leur coût de production.

Pour autant, les objectifs à 2020 peuvent être remplis à la condition d'en accepter les complications, simultanées ou non, dans plusieurs domaines :

- sur les finances publiques via la fiscalité et le fonds chaleur, notamment ;
- sur le pouvoir d'achat ;
- sur la compétitivité économique ;
- sur l'environnement, notamment les paysages, l'exploitation des forêts, la faune aquatique ou les émissions de CO_2 imputables aux installations de *back up* des énergies intermittentes.

À long terme, compte tenu des contraintes auxquelles elle est soumise en termes d'équilibre des finances publiques, de compétition économique et d'interdépendance européenne, la France doit définir les conditions de la soutenabilité de sa politique et partant faire des choix. Pour que ces choix soient compris, un effort de transparence accru sur les avantages comme sur les inconvénients des décisions à prendre est essentiel.

Enfin, l'État doit devenir plus performant dans la conduite de la politique, ce qui implique une plus grande sélectivité dans l'attribution de ses aides et un effort de recherche suffisant sur les technologies d'avenir.

À long terme, le développement des énergies renouvelables pourra être assuré sans soutien public si elles sont rentables dans les conditions du marché. Ce processus passe par une valorisation du coût du carbone à un niveau plus élevé qu'aujourd'hui. À plus court terme, un lien plus fort des dispositifs de soutien avec le marché permettrait de mieux responsabiliser les producteurs et d'atténuer le coût pour la collectivité.

Enfin, s'agissant des réseaux, un changement de modèle d'organisation et de gestion s'impose pour assurer l'équilibre de la production et de la consommation énergétiques.

La réduction de la part des énergies nucléaires et fossiles dans la production française suppose également un changement profond des comportements, des modes de transport, de l'urbanisme et de la consommation. À cet effet, la politique en faveur des économies d'énergie constitue un volet aussi important, sinon plus important, que le développement des énergies nouvelles. Sans cet effort collectif, et sans cette prise de conscience préalable, il est vain d'espérer que les énergies renouvelables occupent une place prééminente dans le *mix* énergétique français.

Récapitulatif des recommandations

1. *mettre en place un dispositif centralisé du suivi statistique permettant de donner toute la visibilité requise pour éclairer les décisions, notamment en matière de connaissance des coûts de production par filière, des emplois et des marchés ;*
2. *simplifier le régime juridique applicable à la production d'énergies renouvelables (géothermie, éolien terrestre) ;*
3. *mettre en œuvre une planification et une cartographie des énergies renouvelables en tenant compte des contraintes de raccordement aux réseaux électriques ;*
4. *réserver les appels d'offres aux filières les plus en retard dans la réalisation de leurs objectifs de capacité et aux installations qui ne bénéficient pas d'un tarif d'achat fixé par arrêté, afin d'éviter les effets d'aubaine ;*
5. *organiser un dispositif de contrôle efficace des installations bénéficiant d'un soutien public, notamment dans les filières solaires et biomasse.*
6. *réserver les moyens de soutien aux installations les plus efficientes compte tenu de leur coût, de leur part dans la production énergétique et de leur contenu en emplois ;*
7. *redéployer les crédits au sein du fonds chaleur en faveur des filières les plus efficientes ;*
8. *revoir le principe du financement par le seul consommateur d'électricité des charges de soutien aux énergies renouvelables électriques, compensées par la contribution au service public de l'électricité (recommandation déjà formulée par la Cour en 2011).*

Annexes

Annexe n° 1 :	table des sigles
Annexe n° 2 :	liste des personnalités auditionnées
Annexe n° 3 :	liste des experts composant le comité d'appui
Annexe n° 4 :	vocabulaire de l'énergie - national et européen
Annexe n° 5 :	glossaire « énergies renouvelables »
Annexe n° 6 :	les différentes filières
Annexe n° 7 :	liste des dispositifs incitatifs pour le développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité et de chaleur
Annexe n° 8 :	les méthodes de calcul des coûts de production
Annexe n° 9 :	coûts de production des énergies renouvelables
Annexe n° 10 :	les dépenses de recherche et développement par filières
Annexe n° 11 :	coût public d'abattement des productions d'électricité renouvelable et valeur tutélaire de carbone
Annexe n° 12 :	emplois directs dans les énergies renouvelables
Annexe n° 13 :	les certificats verts et les primes additionnelles aux tarifs, les exemples allemand et espagnol
Annexe n° 14 :	les énergies renouvelables dans plusieurs pays de l'Union européenne

Annexe n° 1 : table des sigles

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AIE	Agence Internationale de l'énergie
ANCRE	Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie
ANDRA	Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs
ANR	Agence nationale de la recherche
BCIAT	Biomasse chaleur industrie agriculture tertiaire
BRGM	Bureau de recherches géologiques et minières
BT	Basse tension
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
CGIET	Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies
CIDD	Crédit d'Impôt Développement durable
CIR	Crédit d'impôt recherche
CJUE	Cour de justice de l'Union européenne
COMES	Commissariat à l'énergie solaire
COMOP	Comité opérationnel
CNRS	Centre national de la recherche scientifique
CPER	Contrat de projets États-Régions
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
CSTB	Centre Scientifique et Technique du Bâtiment
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
ELD	Entreprise locale de distribution

ENR	Énergies renouvelables
ERDF	Électricité Réseau Distribution France
FCE	Fonds de compétitivité des entreprises
FEDER	Fonds européen de développement régional
FSE	Fonds structurels européens
FUI	Fonds unique interministériel
GES	Gaz à effet de serre
GW	Giga Watt
ICPE	Installation classée pour la protection de l'environnement
IFPEN	Institut français du pétrole – Énergies nouvelles
IFREMER	Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer
IFSTTAR	Institut français des sciences et technologies des transports, de l'aménagement et des réseaux
IGF	Inspection générale des finances
INAO	Institut national de l'origine et de la qualité
INRA	Institut scientifique de recherche agronomique
INSEE	Institut national de la statistique et des études économiques
IRSTEA	Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture
Ktep	Kilotonne équivalent pétrôle
K€/M€/Md€	1 000 € / 1 000 000 € / 1 000 000 000 €
LCOE	*Levelized cost of electricity*
LEMA	Loi sur l'eau et les milieux aquatiques
MEDDE	Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie
MEDDTL	Ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement
Mtep	Mégatonne équivalent pétrôle
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques

PCET	Plan climat énergie territorial
PCI	Programme cadre pour la compétitivité et l'innovation
PCRDT	Programme cadre de recherche et développements technologiques
PIB	Produit intérieur brut
RTE	Réseau de transport d'électricité
SCEQE	Système communautaire d'échange de quotas d'émission
SOeS	Service de l'observation et des statistiques
SRCAE	Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie
SRRR	schéma régional de raccordements aux réseaux
SRE	schéma régional éolien
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
TWh	Térawatt-heure
UE	Union européenne
UFE	Union française de l'électricité. Association professionnelle du secteur de l'électricité
ZDE	zones de développement de l'éolien
ZNI	Zone non interconnectée

Annexe n° 2 : liste des personnalités auditionnées

Direction générale de l'énergie et du climat

M. Laurent MICHEL, directeur général de l'énergie et du climat.

M. Jean LE DALL, sous-directeur des affaires générales et de la synthèse.

Direction de la législation fiscale

M. Antoine MAGNANT, sous-directeur de la fiscalité des transactions.

M. Guillaume APPERE, chef du bureau A.

Direction générale de la recherche et de l'innovation

M. Roger GENET, directeur général de la recherche et de l'innovation.

Mme Maria FAURY, directrice du département énergie-développement durable-chimie et procédés.

Direction général de de la compétitivité, de l'industrie et des services

M. Pascal FAURE, directeur général de la compétitivité et des services.

M. Nicolas LERMANT, sous-directeur des filières des matériels de transports, de l'énergie et des éco-industries.

M. Bruno LEBOULLENGER, chef du bureau des technologies de l'énergie.

Commission de Régulation de l'Énergie

M. Philippe DE LADOUCETTE, président de la CRE.

M. Jean-Yves OLLIER, directeur général.

Mme Esther PIVET, directrice des marchés.

M. Christophe LEININGER, directeur adjoint « développement des marchés ».

Mme Christine LAVARDE, chef du département « dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs ».

ADEME

Mme Virginie SCHWARZ, directrice générale déléguée de l'ADEME.

M. Damien SIESS, directeur adjoint Productions et Énergies Durables.

Commissariat général au développement durable :

Mme Céline ROUQUETTE, sous-directrice des statistiques et de l'énergie.

M. Richard LAVERGNE, chargé de mission stratégique énergie et climat.

M. Jean-Jacques BECKER, sous-directeur de la mobilité et de l'aménagement.

RTE

M. Dominique MAILLARD, président du directoire de RTE.

M. Hervé MIGNON, directeur de l'économie, de la prospective et de la transparence.

EDF

M. Henri PROGLIO, président directeur général.

M. Antoine CAHUZAC, directeur général d'EDF énergies nouvelles.

M. Jean-Paul BOUTTES, directeur de la stratégie et du développement du groupe.

M. Denis LEPEE, conseiller.

CGT-fédération mines-énergie

M. Jean BARRA, M. Dominique LORET.

FO- fédération énergie-mines

M. Jacky CHORIN, secrétaire fédéral.

CFDT

M. Dominique OLIVIER (confédération CFDT), M. Dominique BOUSQUENAUD (fédération chimie-énergie), M. Philippe SAINT-AUBIN (fédération mines et métallurgie).

Syndicat des énergies renouvelables

M. Damien MATHON, délégué général.

France énergie éolienne

M. Fabrice CASSIN, vice-président.

Mme Sonia LIORET, déléguée générale adjointe.

M. Patrick DECOSTRE, administrateur.

Mme Olivia ARANA de MALEVILLE, chargée de mission.

Enerplan

M. Thierry MUETH, président.

M. Richard LOYEN, délégué général.

UFE

M. Robert DURDILLY, président de l'Union française de l'électricité.

Association « sauvons le climat »

M. Jacques MASUREL, président du collectif « sauvons le climat ».

M. Jean –Pierre PERVES, collectif « sauvons le climat ».

Association CLER et association HESPUL

M. Raphaël CLAUSTRE, directeur du CLER.

M. Marc JEDLICZKA, directeur général d'HESPUL.

Greenpeace

M. Cyrille CORMIER, chargé de campagne climat-énergie.

Écologie sans frontière

M. Jean-Yves LEBER.

Fondation Nicolas Hulot

M. Matthieu ORPHELIN.

Économiste

M. Jacques PERCEBOIS, expert, professeur à l'université de Montpellier I, directeur du CREDEN.

(France nature environnement a été entendue en cours d'instruction mais n'a pas souhaitée être auditionnée).

Liste des personnes rencontrées par une délégation qui s'est rendue au siège de la Commission Européenne

Direction générale Action pour le climat

Mme Mary Veronica TOVSAK PLETERSKI, directrice Marchés européens et internationaux du carbone.

M. Damien MEADOWS, conseiller de la directrice.

Mme Laurence GRAFF, chef d'unité relations internationales et interinstitutionnelles.

Direction générale de l'Énergie

Mme Mechthild WOERSDOERFER, chef d'unité Politique énergétique et observatoire des marchés de l'électricité, du gaz, du charbon et du pétrole.

M. Franck GOUERY administrateur.

Mme Agnès THIBAULT, administratrice.

M. Hans Van STEEN, chef d'unité énergies renouvelables et capture et stockage de carbone.

M. Paul HODSON, chef d'unité efficacité énergétique.

M. Laurent DELEERSNYDER, expert national détaché français.

Mme Florence DINKESPILER, administratrice.

Direction générale de la concurrence

M. Manuel MARTINEZ-LOPEZ, Case Manager / B2 aides d'État énergie.

M. Luca Di MAURO, Case Handler / B2.

M. Flavien CHRIST, Case Handler COMP / B1 antitrust énergie

Représentation permanente de la France auprès de l'Union Européenne

M. Alexis DUTERTRE, représentant permanent adjoint de la France auprès de l'Union Européenne.

M. Antonin FERRI, conseiller pour la politique de l'énergie.

Mme Hélène CHAUVEAU, conseillère adjointe pour l'énergie.

Mme. Jeanne SIMON, conseillère climat.

M. Arnaud BOULANGER, conseiller concurrence et aides d'État

Annexe n° 3 : liste des experts composant le comité d'appui

Didier HOUSSIN Directeur des politiques et des technologies énergétiques durables à l'Agence internationale de l'énergie (AIE)

Claude MANDIL Co-auteur du "rapport Energie 2050" (2012), ancien directeur de l'Agence internationale de l'Énergie, ancien Président de l'Institut français du pétrole.

Matthieu ORPHELIN Fondation Nicolas Hulot

Serge ORRU Directeur Général du WWF France jusqu'en septembre 2012

Jacques PERCEBOIS Professeur à l'université Montpellier I. Directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN), co-auteur du rapport « Energies 2050 » (2012).

Olivier APPERT Président de l'IFP Énergies nouvelles

Annexe n° 4 : vocabulaire de l'énergie - national et européen

Les unités de base

La puissance : correspond à l'énergie électrique qu'un appareil transforme chaque seconde et s'exprime en multiples de Watt (KW, MW, GW et TW).

Le Watt crête (Wc) est l'unité de la puissance maximale pouvant être fournie dans des conditions standard. Elle est utilisée pour caractériser les cellules photovoltaïques.

La production : représente l'énergie transformée par un appareil sur une certaine durée et s'exprime en multiples de Wh (KWh, MWh, GWh et TWh). 1 KWh représente l'énergie consommée par une lampe de 100 watts en 10 heures. La consommation et le commerce d'électricité se mesurent aussi en Wh.

Le facteur de conversion pour passer des Wc en kWh est en moyenne de 0,85 (en fonction de la situation géographique). Pour 1000 Wc, la production est de 850 kWh. Dans le sud de la France, 1 000 Wc produisent environ 1 000 kWh d'électricité par an.

La production peut aussi être exprimée en tep ou tonne équivalent pétrole et multiples (Mtep, Ktep), unité plus facilement retenue pour la production de chaleur. Elle correspond à l'énergie produite par la combustion d'une tonne de pétrole moyen.

L'énergie peut être primaire ou secondaire; la production peut être brute ou nette et la consommation peut être primaire ou finale.

Les définitions suivantes sont extraites du « *bilan énergétique pour la France 2011* » publié en 2012 par le commissariat général au développement durable.

Énergie primaire : énergie brute, c'est-à-dire non transformée après extraction (houille, lignite, pétrole brut, gaz naturel, électricité primaire).

Électricité primaire : électricité d'origine nucléaire, hydraulique, éolienne, solaire photovoltaïque et géothermique (haute température).

La chaleur primaire s'obtient à partir de sources naturelles (énergies géothermique et solaire). La chaleur secondaire s'obtient à partir de chaleur produite par les énergies nucléaire, de sources biomasse

ou encore fossiles. Elle est aussi produite en transformant de l'électricité dans des chaudières électriques ou des pompes à chaleur.

Énergie secondaire ou dérivée : toute énergie obtenue par la transformation d'une énergie primaire (en particulier électricité d'origine thermique).

Énergie finale ou disponible : énergie livrée au consommateur pour sa consommation finale (essence à la pompe, électricité au foyer, gaz pour chauffer une serre, etc.).

Production brute d'électricité : production mesurée aux bornes des groupes des centrales ; comprend par conséquent la consommation des services auxiliaires et les pertes dans les transformateurs des centrales.

Production nette d'électricité : production mesurée à la sortie des centrales, c'est-à-dire déduction faite de la consommation des services auxiliaires et des pertes dans les transformateurs des centrales.

On parle également de production brute et de production nette de chaleur.

Consommation d'énergie finale : consommation d'énergie nette des pertes de distribution (exemple : pertes en lignes électriques) de toutes les branches de l'économie, à l'exception des quantités consommées par les producteurs et transformateurs d'énergie (exemple : consommation propre d'une raffinerie). La consommation finale énergétique exclut les énergies utilisées en tant que matière première (dans la pétrochimie ou la fabrication d'engrais par exemple).

Consommation d'énergie primaire : consommation finale + pertes + consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie (branche énergie).

Vocabulaire européen

Les mesures officielles françaises diffèrent des unités retenues pour le suivi des engagements européens en matière d'énergies renouvelables. Le terme « *consommation finale* » ne couvre pas tout à fait les mêmes périmètres. Cette quasi-homonymie complique la lecture des statistiques et peut être une source d'erreurs d'interprétation.

La référence officielle de mesure des objectifs français dans le cadre européen est la « *consommation finale brute* » d'énergie. Elle est définie par l'art. 2 de la directive n°2009-28 CE du 23 avril 2009 comme la somme des « produits énergétiques fournis à des fins énergétiques à l'industrie, aux transports, aux ménages, aux services, y compris aux services publics, à l'agriculture, à la sylviculture et à la pêche, y compris

l'électricité et la chaleur consommées par la branche énergie pour la production d'électricité et de chaleur et les pertes sur les réseaux pour la production et le transport d'électricité et de chaleur ».

Mais il serait plus juste de parler de production puisque dans les calculs officiels :

• la consommation finale brute d'électricité renouvelable est égale à la production brute d'électricité (primaire et secondaire) de source renouvelable, à l'exclusion de l'électricité produite dans les systèmes d'accumulation par pompage.

• la consommation finale brute de chaleur est égale à la production de chaleur et de froid vendue (facturée) par les réseaux de chaleur et autres fournisseurs, à laquelle s'ajoute la chaleur produite et autoconsommée par les consommateurs (cela concerne essentiellement les ménages et l'utilisation du bois).

• la consommation finale brute d'énergie pour les transports est égale à la consommation de biocarburants et d'électricité renouvelable dans les transports routiers et ferroviaires.

Pour le suivi des objectifs, ces valeurs sont rapportées à la consommation finale brute d'énergie. Elle est égale à la production brute (primaire et secondaire) de toutes les sortes d'énergies de laquelle sont soustraits les pertes de conversion, le solde des imports/exports, les variations de stocks, et l'énergie consommée pour ses usages internes par la branche énergie (à l'exception de l'électricité et de la chaleur consommée pour la production de l'électricité et de la chaleur - Exemple : les consommations pour le chauffage ou l'éclairage des centrales électriques ne sont pas incluses).

La directive européenne de 2009 a introduit un mode de calcul de la production d'énergie à partir de sources renouvelables, différent de celui utilisé pour l'établissement des bilans annuels de l'énergie par le Commissariat général au développement durable. Par conséquent, pour suivre l'avancement des objectifs retenus, le périmètre est élargi aux collectivités ultramarines et des corrections sont apportées à certaines productions, dites « normalisées ».

La production hydraulique normalisée (hors pompage) de l'année N est obtenue en multipliant les capacités du parc de l'année N par la moyenne sur les quinze dernières années du rapport « productions réelles/capacités installées ».

La production éolienne normalisée de l'année N est obtenue en multipliant les capacités moyennes de l'année N (soit [capacité début

janvier + capacité fin décembre]/2) par la moyenne sur les cinq dernières années du rapport « productions réelles/capacités moyennes installées ».

Les combustibles utilisés pour la production de chaleur ou de froid (notamment le bois-énergie) sont comptabilisés en données primaires réelles (sans correction climatique).

Ces corrections aboutissent à un suivi des consommations finales brutes d'électricité, de chaleur et de transport renouvelables par rapport à la consommation finale brute d'énergie qui est l'indicateur officiel de suivi des progrès réalisés.

La normalisation des productions éoliennes et hydrauliques peut d'ailleurs alors avoir un effet en cas de forte modulation de ces productions. En effet, par convention, seul le numérateur du rapport est « normalisé » alors que le dénominateur ne l'est pas. En cas de baisse de la consommation, la part de l'électricité renouvelable « normalisée » peut ainsi être surévaluée et, en cas de forte hausse de la consommation une année, être sous-évaluée.

Le suivi détaillé des consommations finales brutes est réalisé dans les bilans énergétiques pour la France du CGDD sous le titre de « consommation finale d'énergie renouvelable ».

Annexe n° 5 : glossaire « énergies renouvelables»

Biogaz : Il s'agit d'un gaz composé essentiellement de méthane et de gaz carbonique produit par digestion anaérobie de la biomasse. Cette catégorie regroupe :

- les gaz de décharge provenant de la digestion des déchets stockés dans les décharges ;
- les gaz de digestion des boues provenant de la fermentation anaérobie des boues des eaux usées ;
- les autres biogaz, tels que les biogaz provenant de la fermentation anaérobie des boues et des déchets des abattoirs, des brasseries et autres industries agroindustrielles

Biomasse solide : la biomasse comprend toute matière organique non fossile d'origine biologique qui peut être utilisée comme combustible pour la production de chaleur ou la génération d'électricité. Elle comprend :

- charbon de bois : tout résidu solide d'une distillation destructive ou d'une pyrolyse du bois ou d'une autre matière végétale ;
- bois, déchets de bois, autres déchets solides : cette catégorie regroupe des espèces plantées à vocation énergétique (peupliers, saules, etc.), un nombre très élevé de matières ligneuses produites lors d'un processus industriel (notamment dans l'industrie du bois ou de la pâte à papier) ou provenant directement de l'exploitation forestière ou agricole (bois de feu, particules de bois, écorce, sciure, éclats, copeaux, liqueur noire, etc.) ou encore des déchets tels que la paille, les enveloppes du riz, les coques et coquilles de noix, les déchets de volailles, le marc de raisin, etc. La combustion est la technologie la plus usitée pour ces déchets solides.

Déchets urbains et assimilés (renouvelables) : déchets produits par les ménages, l'industrie, les hôpitaux et le secteur tertiaire qui contiennent des matières biodégradables incinérées dans des installations spécifiques.

Disponibilité supplémentaire en biomasse : correspond à la biomasse économiquement exploitable qui ne fait pas actuellement l'objet d'une mobilisation par les agents économiques. Elle est la différence entre la « disponibilité technico-économique nette » et l' « exploitation actuelle ». La « disponibilité technico-économique nette » étant elle-même déterminée à partir de la disponibilité brute et d'hypothèses de prix du bois énergie (en €/MWh).

Effacement : l'effacement de consommation correspond à la capacité d'un consommateur à adapter son niveau de consommation (en renonçant à certaines consommations ou en les décalant dans le temps) en fonction des signaux extérieurs qu'il reçoit. Ces signaux peuvent être automatiques (pilotage à distance des appareils de consommation) ou économiques (modulation du prix incitant le consommateur à modifier son comportement). Source : CRE-rapport d'activité 2012.

Énergie éolienne : énergie cinétique du vent exploitée pour la production d'électricité au moyen d'aérogénérateurs.

Énergie géothermique : énergie thermique provenant de l'intérieur de l'écorce terrestre, généralement sous forme d'eau chaude ou de vapeur. Elle est exploitée dans les sites qui s'y prêtent :

- pour la production d'électricité en mettant à profit la vapeur sèche ou la saumure naturelle de haute enthalpie après vaporisation instantanée,
- directement sous forme de chaleur pour le chauffage urbain, l'agriculture, etc.

La géothermie recouvre des techniques différentes, qui n'ont en commun que d'utiliser la chaleur présente naturellement dans le sous-sol, que ce soit dans la terre elle-même ou dans des nappes souterraines (aquifères). On distingue ainsi, sans que ces distinctions soient d'ailleurs tranchées:

- la géothermie basse température, qui concerne essentiellement l'habitat individuel, le petit habitat collectif et le tertiaire, et repose sur l'installation de pompes à chaleur individuelles (PAC). Les pompes à chaleur aérothermiques (80 % du marché) ne s'inscrivent plus dans les priorités de la politique publique en faveur des énergies renouvelables en raison de leur faible coefficient de performance et de leur destination prioritaire à la climatisation ;
- la géothermie par usage direct de la chaleur, par forage ou sonde pour l'alimentation de réseaux collectifs de chaleur ;

– la géothermie à très haute température, orientée vers la production d'électricité en zones volcaniques ou de fracture géologique.

Enfin, la géothermie intègre une part d'autoproduction qui ne figure dans aucune statistique mais peut être significative.

Énergie marémotrice/houlomotrice : énergie mécanique résultant du mouvement des marées, de la houle ou des vagues exploitée pour la production d'électricité.

Énergie solaire : rayonnement solaire exploité pour la production d'eau chaude et d'électricité, au moyen de :

– capteurs plans, qui fonctionnent essentiellement en thermosiphon, pour la production d'eau chaude sanitaire ou pour le chauffage saisonnier des piscines ;
– cellules photovoltaïques ;
– centrales thermohélioélectriques.

Note : l'énergie solaire passive pour le chauffage, la climatisation et l'éclairage direct des logements ou autres bâtiments n'est pas prise en compte dans les statistiques officielles.

Hydro-électricité : énergie potentielle et cinétique des eaux transformée en électricité dans les centrales hydro-électriques.

Marché de gros de l'électricité : l'électricité, comme tout produit, fait l'objet de transactions d'achat et de vente dans tous les marchés électriques ouverts. Les producteurs, les fournisseurs et éventuellement les gestionnaires de réseaux, les *traders* et intermédiaires financiers, quelques gros industriels ou consommateurs finaux s'échangent de l'électricité pour optimiser l'équilibre offre/demande et le *mix* de production.

Des marchés de gros se sont donc créés pour couvrir trois catégories de transactions. Certains échanges, minoritaires (14,4% sur un volume d'échange de 695,5 TWh en 2012) sont réalisés dans le cadre de bourses organisées (Epex Spot France pour les produits *spot* (France, Allemagne, Suisse, Autriche) et EEX Power Derivatives France pour les produits futurs); NORDPOOL (Finlande, Norvège, Suède, Danemark et Royaume-Uni) et APX (Pays-Bas et Royaume-Uni). Le solde est réalisé de « gré à gré intermédié », c'est-à-dire via un courtier, ou directement de gré à gré, en bilatéral « pur ». (Source : CRE)

En France, EDF qui est à la fois producteur et vendeur d'électricité, écoule un important volume de sa production directement

aux clients finals (73 % sur un volume total de vente de 508 TWh en 2011).

Pompe à chaleur : dispositif permettant de transférer de la chaleur entre deux milieux, dans un sens inverse à la diffusion naturelle de la chaleur du plus chaud vers le plus froid jusqu'à l'égalité des températures. Ce cycle physique nécessite un apport d'énergie pour fonctionner.

La pompe à chaleur aérothermique comptabilisée dans les statistiques de production d'énergie renouvelable est celle qui est utilisée dans le cadre du chauffage des bâtiments. Les pompes à chaleur peuvent aussi être géothermiques.

Pour la problématique du chauffage, l'intérêt des PAC réside dans le fait qu'elles restituent, sous forme de chaleur, une quantité d'énergie supérieure à celle qu'elle consomme pour fonctionner. On appelle coefficient de performance le rapport de l'énergie restituée sur l'énergie consommée. Un chauffage à résistance électrique simple a un coefficient de performance de 1. Le coefficient de performance des pompes à chaleur doit être supérieur à 2 pour répondre aux exigences de la réglementation thermique 2012 sur les constructions neuves. Le coefficient de performance mesuré selon les normes en vigueur est cependant toujours supérieur au coefficient de performance constaté dans les conditions réelles de fonctionnement.

Annexe n° 6 : les différentes filières

La filière biomasse

Présentation

Usage : essentiellement la production de chaleur- Peut aussi produire de l'électricité

Rang (2011) : - première source de chaleur renouvelable (87,4 %) devant les pompes à chaleur (géo et aérothermiques) (10,7 %) et la géothermie profonde (0,9 %) et le solaire thermique (0,9 %).

- troisième source d'électricité (cogénération 6,3 %) derrière l'énergie éolienne (15,3%) et l'hydroélectricité en 2011 (75,6 %).

Ce que recouvre le terme biomasse :

Biomasse solide : elle recouvre toute matière organique non fossile d'origine biologique (charbon de bois au sens résidu solide d'une distillation destructive ou d'une pyrolyse du bois ou d'une autre matière végétale[174], bois, déchets de bois, autres déchets solides, part organique des ordures ménagères brulées dans des unités d'incinération d'ordures ménagères (UIOM).

Le bois est la ressource principalement utilisée. La plaquette bois est très majoritaire sur le segment des installations supérieures à 1 MW, et le granulé bois se développe sur le marché du petit collectif et de la bioélectricité en co-combustion avec le charbon.

Biomasse gazeuse ou biogaz est composée essentiellement de méthane et de gaz carbonique issus de procédés anaérobies de digestion de la biomasse (on parle de méthanisation[175] des déchets ménagers[176] des décharges, des boues des eaux usées, des boues et déchets des abattoirs, des brasseries et autres industries agroalimentaires[177]). Le biogaz sert à la production de chaleur, d'électricité, de biocarburant mais peut aussi être injecté directement dans le réseau de distribution ou de transport de gaz naturel[178].

[174] Source : AIE- Manuel sur les statistiques de l'énergie – Charbon de bois à distinguer du charbon à coke ou houille qui est une énergie fossile.
[175] On peut également parler de méthanisation destinée à la production d'un biométhane carburant.
[176] Considérés à 50 % comme biomasse, donc renouvelables
[177] Source Agence Internationale de l'énergie.
[178] Certaines installations transforment les déchets en méthane pour le brûler sans autre valorisation dans des torchères et évacuer ainsi ce gaz potentiellement dangereux

Catégories d'installations :

La production de chaleur et d'électricité à base de biomasse repose sur le principe de la combustion des ressources.

Chez les particuliers, les installations utilisées sont des chaudières, cuisinières, inserts, poêles, cheminées et brûlent du bois, des plaquettes ou des granulés.

Dans le secteur de la chaleur à usage collectif et industriel, l'énergie est produite dans des chaudières dont la puissance peut aller d'une centaine de kW à plusieurs centaines de MW pour des chaudières alimentant les réseaux de chaleur[179] et les grosses industries.

Ces installations peuvent être complétées de dispositifs permettant de récupérer de la chaleur pour alimenter un dispositif destiné à produire de l'électricité. Les capacités installées en bois énergie sont généralement de l'ordre de 5 à 50 $MW_{électriques}$ mais peuvent dépasser les 100 $MW_{électriques}$ sur les plus grosses installations.

En ce qui concerne le biogaz, il est produit dans des unités de méthanisation qui sont constituées d'une cuve étanche et fermée (digesteur anaérobie) dans laquelle la fermentation se produit et d'un dispositif de récupération du gaz. Il peut également être produit à partir de la récupération des gaz qui s'échappent naturellement de cuves d'enfouissement des déchets qui ne sont pas des digesteurs.

Caractéristiques du parc installé en France fin 2011

Production de chaleur à base de :

Biomasse solide : 9 188 Ktep, soit 106,8 TWh[180] (dont bois –énergie (8 242Ktep), déchets urbains incinérés (501 Ktep) et résidus agricoles et agroalimentaires (445 Ktep).

Biogaz : 94 Ktep soit 1 TWh

Production d'électricité à base de

Biomasse solide : 4,1 TWh

Biogaz : 1,1 TWh

Principales caractéristiques des technologies

Non intermittent

Lorsque l'électricité est la production principale des installations thermiques, le rendement[181] est inférieur à 40 %. Si elle est produite en cogénération avec de la chaleur, les rendements sont plus élevés, de l'ordre de 70 %.

[179] Ils permettent de valoriser la chaleur à grande échelle mais ne sont pas une activité exclusive à la biomasse énergie.
[180] Sur la base du rapport : 1Ktep= 11,6279 GWh.
[181] Rapport de l'électricité produite et de l'énergie consommée.

En 2011, les productions de chaleur et d'électricité à partir de la biomasse sont légèrement inférieures aux objectifs affichés du plan d'action national en faveur des énergies renouvelables. La production de chaleur produite en 2011 à partir de biomasse s'est ainsi élevée à 9 282 Ktep (pour une cible fixée à 10 250 Ktep) et la production d'électricité à base de biomasse a atteint 453 Ktep pour une cible de 513 Ktep.

Le biogaz

Aujourd'hui, aucune évaluation globale de la ressource n'est disponible.Avec 300 millions de tonnes par an de déjections animales issues des élevages, l'ADEME considère que la France dispose d'un des plus gros potentiels de production de biogaz agricole en Europe. Pourtant, la méthanisation agricole reste balbutiante en France, représentant moins de 0,4 % du biogaz produit et seulement quelques dizaines d'installations.

La production de chaleur à partir de biogaz est symbolique alors que celle d'électricité (1,1 TWh) représente 21,2 % de la production d'électricité de sources biomasse (5,2 TWh) mais seulement 1,3 % de la production totale d'électricité renouvelable.

Les perspectives du marché mondial

La biomasse énergie représenterait 10 % de l'énergie primaire consommée dans le monde. Plus des deux tiers de cette énergie est consommée dans les pays en développement, le reste l'étant dans les pays industrialisés pour la production de chaleur et d'électricité et de biocarburants.

Dans l'Union Européenne, selon les statistiques EurObserv'ER (2011), le marché de la biomasse solide (chaleur et électricité hors combustion des déchets municipaux renouvelables) a atteint 79 Mtep en 2010, avec une forte progression entre 2008 et 2009. L'Allemagne (15 %), la France (13 %), la Suède (12 %) et la Finlande (10 %) représentent la moitié de la production d'énergie issue de la biomasse solide au sein de l'Union Européenne des vingt-sept.

L'essentiel de la biomasse énergie est consommée sous forme de chaleur : 66 Mtep (sur la production précitée de 79 Mtep) en 2010 mais le ratio entre valorisation thermique et électrique, varie fortement d'un pays à l'autre.

Dans l'Union Européenne des vingt-sept, la proportion de production de chaleur s'établit à plus de 80 % en moyenne, avec la Suède à 87 %, la Finlande à 79 %. En France et en Italie, avec un marché résidentiel prédominant, la consommation de chaleur correspond à plus

de 90 % de l'énergie primaire produite. La France est ainsi le premier consommateur de chaleur issue de biomasse solide (hors déchets) en Europe. En Allemagne le débouché électrique est plus important puisque la consommation de chaleur correspond à 70 % de l'énergie primaire produite. Au Royaume-Uni et aux Pays-Bas, les valorisations thermiques et électriques sont quasiment équivalentes.

Aux États-Unis, le développement de la biomasse énergie est focalisé sur l'essor des biocarburants et la contribution du bois énergie à la production totale d'énergie primaire dépasse à peine 2 % en 2009. Le secteur résidentiel ne consomme que 24 % du bois énergie. En France en 2011, cette part atteint plus de 70 % pour la production de chaleur.

En Europe, le potentiel de développement du marché à horizon 2020 a été estimé à partir des Plans d'action nationaux énergie renouvelable (NREAP) établis dans le cadre de la Directive européenne énergie renouvelable 2009/20/CE.

Les objectifs des États membres sont ambitieux avec une croissance annuelle de la consommation d'électricité issue de biomasse solide supérieure à 7 % sur la période 2010-2020. Dans le même temps la consommation de chaleur doit progresser de près de 4 % en rythme annuel.

D'après les indicateurs EurObserv'ER, la dynamique de la filière biomasse en 2010, permettrait d'atteindre les objectifs fixés en termes de production d'électricité, et de dépasser les objectifs de production de chaleur.

L'hydroélectricité

Présentation

Usage : Production d'électricité

Rang (2011) : première source d'électricité renouvelable (75,6 %).

Catégories d'installations :

Le fonctionnement d'une centrale hydroélectrique repose sur l'utilisation de l'énergie acquise par l'eau du fait de la gravité. Cette énergie est convertie en énergie mécanique grâce à une ou plusieurs turbines, puis en électricité au moyen d'alternateurs.

Il existe trois types de centrales hydroélectriques en fonction de leur architecture et de l'utilisation qu'elles font de l'eau :

- les centrales avec réservoir d'eau, d'éclusée ou de lac. Lorsque les vannes sont ouvertes, l'eau est amenée par une « *conduite forcée* » jusqu'à la centrale où elle est turbinée. L'énergie de l'eau est donc potentielle : elle provient du différentiel de hauteur entre la retenue d'eau et la centrale et peut être utilisée à la demande. L'eau est détournée de son cours naturel et rejoint ensuite une rivière par un « *canal de fuite* ».
- les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) se rapprochent des centrales de lac mais fonctionnent avec deux réservoirs, un en amont et un en aval. Elles sont en principe isolées de tout cours d'eau et fonctionnent en circuit fermé. Contrairement aux centrales hydroélectriques classiques, elles disposent, en plus des turbines, de pompes permettant de faire remonter l'eau du bassin aval au bassin amont. Les STEP permettent de profiter du différentiel de prix de l'électricité selon les variations de la demande. Lorsque la demande d'électricité est faible (notamment la nuit) alors que l'offre de base est garantie, les prix de l'électricité sont faibles et les STEP utilisent l'électricité surabondante pour pomper l'eau présente dans le bassin inférieur et remplir le bassin supérieur. Inversement, pendant les pointes de demande d'électricité, les STEP turbinent l'eau présente dans le bassin supérieur, remplissant ainsi le bassin inférieur, et profitent des prix élevés de l'électricité alors produite.
- les centrales au fil de l'eau turbinent en permanence l'eau d'un cours d'eau au débit généralement puissant.

Caractéristiques du parc installé en France fin 2011

Puissance installée : 25,5 GW

Production normalisée[182]: 62,8 TWh

Comparaisons européennes en 2011:

Allemagne :	25 TWh
Espagne	5,2 TWh
Royaume-Uni	5,7 TWh

Répartition de la puissance et de la production par catégorie d'installations :

- **avec réservoir** : 70 % de la puissance totale; 51 % de la production totale ;
- Lac 36 % de la puissance ; 25 % de la production ;
- Eclusée 17 % de la puissance ; 18 % de la production ;
- STEP 17 % de la puissance ; 8 % de la production ;
- **sans réservoir (fil de l'eau) :** 30 % de la puissance ; 49 % de la production.

Principales caractéristiques des technologies utilisées :

- non intermittentes pour les installations à réservoir ;
- intermittente pour les installations au fil de l'eau.
- l'énergie issue du pompage n'entre pas dans la catégorie des énergies renouvelables.

Facteur de charge[183] :

- **avec réservoir :** durée de fonctionnement 1 925 heures/an[184] soit environ 21 % ;

(Lac : 1 826 heures/an ; éclusée : 2 737 heures/an ; STEP : 1 310 heures/an)

- **sans réservoir (fil de l'eau)** : durée de fonctionnement 4 386 heures/an, soit environ 46,6 %.

[182] Au sens de la directive européenne de 2009, c'est-à-dire lissée sur les quinze dernières années afin de limiter les effets des aléas climatiques.
[183] Le facteur de charge est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie produite par un fonctionnement à la puissance maximale durant la même période (source RTE).
[184] En équivalent pleine puissance.

Une technologie éprouvée et qui présente peu d'inconvénients

L'hydroélectricité est une technologie développée depuis plus de cent ans en France et progressivement améliorée. Les principaux sites sont aujourd'hui équipés et les progrès techniques n'apportent que des améliorations de productivité marginales.

Elle est très faiblement émettrice de gaz à effet de serre et favorise l'indépendance énergétique.

Si les installations hydroélectriques peuvent présenter un risque pour les personnes et les biens, leur principal inconvénient est leur impact sur les milieux naturels, la continuité des cours d'eau et la biodiversité. Des mesures sont prises au cas par cas pour pallier les difficultés.

Une source d'énergie indispensable

L'hydroélectricité est la première source d'électricité renouvelable en France (75,6 % en 2011) et représente environ 30 % de la production d'énergie renouvelable, hors biocarburants[185]. Elle est aussi la deuxième source d'électricité (12 %) après l'énergie nucléaire. La puissance installée a très faiblement progressé depuis 1990 (2 %) et atteint 25,5 GW en 2010. Elle représente une production équivalente à celle d'une dizaine de réacteurs nucléaires[186].

La production hydroélectrique dispose de précieux atouts. Outre son volume, elle est flexible et peut être modulée précisément et en temps réel, pour répondre aux pointes de consommation. Les stations d'élévation de l'eau par pompage (STEP) peuvent stocker l'énergie et la restituer à la demande.

Une filière très concentrée

1 700 exploitants gèrent 2 225 centrales hydroélectriques en France.

[185] En raison des conditions météorologiques, la production hydroélectrique peut fortement fluctuer. Sur près de trente ans, les variations ont ainsi pu atteindre moins 30 % à plus 10 % autour de la valeur moyenne de 66 TWh.

[186] Production nucléaire annuelle (423,5 TWh) / capacité nucléaire installée (63 GW) = 6722 GWh par GW nucléaire installé. La production annuelle d'hydroélectricité est de 69 TWh, soit la production équivalente à 10,3 GW nucléaire (69 TWh / 6722 GWh).

Les grands groupes industriels (EDF et GDF-Suez) exploitent plus de 90 % de la puissance installée, le plus souvent sous forme de concessions. Le parc d'EDF[187], dont l'âge moyen atteint 60 ans, représente, en 2011 et en France métropolitaine, 80 % du parc français.

Les deux autres acteurs d'envergure en France sont la Compagnie nationale du Rhône (CNR) et la Société hydro-électrique du Midi (SHEM) qui sont deux filiales du groupe GDF-Suez[188] .

Le solde de la puissance installée est couvert par de petites centrales soumises au régime de l'autorisation (<4,5 MW), principalement gérées par des petits exploitants regroupés au sein d'associations ou de syndicats professionnels[189] .

Une production essentiellement assurée par des installations concédées

Les installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 4,5 MW sont exploitées en France sous le régime de la concession. En 2010, 18 % des installations hydroélectriques (407 centrales) cumulaient 95 % de la puissance hydroélectrique installée. EDF détient 80 % de la puissance hydroélectrique concédée. Les 20 % restants sont répartis entre le groupe GDF-Suez (12 %) et des producteurs indépendants (8 %).

Elles représentaient, avec 67,6 TWh, 93 % de la production hydroélectrique totale.

La France s'est engagée auprès de l'Union européenne à renouveler ses concessions. La mise en concurrence des candidats doit permettre d'accroître la production hydroélectrique et de mieux valoriser cet actif public, tout en améliorant l'insertion environnementale de la grande hydroélectricité. Les dix premières concessions concernées[190]

[187] EDF exploite 453 centrales hydroélectriques dont 265 ont une puissance inférieure à 12 MW. Son parc atteint une puissance de 20,4 GW, dont 95 % concerne des centrales d'une puissance supérieure à 12 MW.

[188] La CNR est détenue à 49,97 % par le groupe GDF-Suez et à 50,03 % par des acteurs publics (33,2 % par la Caisse des dépôts et consignations et 16,83 % par des collectivités locales). Elle est le concessionnaire de la chaîne d'aménagements hydroélectriques sur le Rhône (19 centrales d'éclusée) et produit chaque année environ 15 TWh, la plaçant au deuxième rang de la production d'électricité française. La SHEM exploite 51 installations, principalement dans les Pyrénées, pour une production d'environ 1,8 TWh.

[189] France Hydro-Electricité rassemble environ 500 centrales d'une puissance cumulée de 4,3 GW et la Fédération EAF (Electricité autonome française) regroupe 500 petits producteurs. Ils sont les principaux interlocuteurs des pouvoirs publics pour cette catégorie.

[190] 82 % de la puissance mise en concurrence étaient concédés à EDF et 14 % à la SHEM.

regroupent quarante-sept centrales et représentent 5,2 GW de puissance installée, soit 20 % du parc hydroélectrique concédé. Un deuxième ensemble de concessions (environ 6,5 GW) devrait être renouvelé entre 2020 et 2030.

Les technologies potentiellement porteuses d'avenir : les énergies marines

Située en Bretagne depuis 1966, l'usine marémotrice de La Rance est l'une des deux seules usines au monde à produire de l'électricité à partir de la force des marées. La production d'électricité est de 500 GWh/an (soit l'équivalent de la consommation de 223 000 habitants), pour une puissance installée de 240 MW[191]. Le facteur de disponibilité de l'installation est d'environ 25 %.

D'autres technologies, hydroliennes et houlomotrice, encore en développement, recourent à la force des courants et des vagues pour produire de l'électricité. Le potentiel européen de l'énergie hydrolienne a été estimé entre 7 et 10 GW par une étude de l'Université d'Oxford de 2005, dont 5 à 7 GW au Royaume-Uni et entre 1 et 3 GW en France. Selon l'Ifremer, la ressource houlomotrice européenne serait quant à elle très supérieure, de l'ordre de 50 GW dont 10 à 15 GW en France. RTE considère que 1,5 GW de puissance relevant de ces technologies pourraient être installés à l'horizon 2030.

Complexes, le développement de ces technologies est en phase pré-expérimentale. Il entre également dans le cadre du programme Investissements d'avenir.

[191] D'après les données d'EDF.

La filière éolienne

Energies éoliennes

Usage : Production d'électricité

Rang (2011) : Deuxième source d'électricité renouvelable (15,3 %) derrière l'hydroélectricité (75,6 %).

Catégories d'installations :

Le fonctionnement d'une éolienne repose sur la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique par la rotation des pales puis en énergie électrique via un alternateur.

Les éoliennes peuvent être installées sur terre ou en mer.

Actuellement en France, seules des installations éoliennes terrestres sont en production. Les caractéristiques techniques des installations existantes et en cours de développement sont très variables. 27 % des installations raccordées fin 2011 affichent une puissance unitaire inférieure à 36 kW et sont dites de « petit éolien » pour des hauteurs d'installations inférieures à 50 mètres (voir 12 mètres pour l'éolien de proximité).

- la technologie standard mobilise des vents de 6 à 12 m/s. La technologie vents faibles permet d'exploiter des vents de 3 à 6,5 m/s, avec une puissance unitaire moindre (encore au stade de prototypes).

- l'éolien spécifique est destiné aux marchés des zones insulaires et/ou difficiles (zones froides par exemple). Il est adapté aux zones cycloniques qui requièrent des éoliennes rabattables.

- le petit éolien est destiné aux applications principalement à usage individuel et non raccordé, qu'il s'agisse d'une maison, d'une ferme isolée ou bien d'un bateau de plaisance, exemples parmi les plus courants.

- l'éolien en mer (offshore) de taille moyenne a d'abord mobilisé des machines issues directement de la technologie de l'éolien terrestre, posées en mer sur des fondations diverses : socle par gravité, monopieu, jacket en acier, structures en béton ou bien tripodes.

La capacité d'installation est limitée par la profondeur d'eau. Aujourd'hui, la limite générale pour une installation économiquement viable est de 40 mètres. Le développement d'éoliennes en mer grandes ou géantes, vise à réduire le coût unitaire d'installation par unité de puissance installée au moyen de la mutualisation des coûts structurels (logistique, raccordement, fondations, etc.).

Caractéristiques du parc installé en France fin 2012[192]

Nombre d'installations[193] : 1 127
Puissance installée : 7,5 GW
Production normalisée[194]: 14,3 TWh.

Comparaisons européennes (en 2011):

Allemagne : 47 TWh
Espagne : 42,1 TWh
Danemark : 9,7 TWh
Royaume-Uni :15,7 TWh

Principales caractéristiques des technologies utilisées :

Intermittentes.
Puissance unitaire d'une éolienne terrestre
- standard : 2 à 3 MW
- spécifique : 1 à 2 MW
- petit éolien : 36 à 350 kW
Facteur de charge[195] moyen d'une éolienne terrestre : 23%
Puissance unitaire d'une éolienne en mer
- moyennes : 2 à 3 MW
- grandes : 5 à 10 MW
- géantes : 10 à 20 MW (encore à l'étude)

La place de l'industrie française dans l'éolien terrestre

Les perspectives du marché mondial

Fin 2011, une puissance cumulée de 238 GW éoliens étaient installés dans le monde[196], dont 94 GW dans l'Union européenne. Courant 2011, 41 GW ont été raccordés dont 19 GW en Chine, marquant ainsi le dynamisme de ce pays.

[192] Le CGDD publie trimestriellement un tableau de bord statistique éolien-photovoltaïque qui présente des chiffres actualisés par rapport aux autres énergies.
[193] Une installation peut être une micro-éolienne ou une ferme constituée d'un nombre important de mâts. Elles sont comptabilisées dès l'entrée en vigueur du contrat de raccordement, c'est-à-dire au moment où elles peuvent être mises en service. Les puissances considérées sont les puissances maximales délivrées au réseau souscrites dans le contrat de raccordement.
[194] Au sens de la directive européenne de 2009, c'est-à-dire lissée sur les cinq dernières années pour la production éolienne afin de limiter les effets des aléas climatiques.
[195] Le facteur de charge est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie produite par un fonctionnement à la puissance maximale durant la même période (source RTE).
[196] EurObserv'ER (2012).

En 2010, selon la Fondation Pew Environment, la Chine aurait ainsi investi 47,6 Md€$_{2010}$ dans l'éolien. Par comparaison, les États-Unis n'auraient investi « que » 13,6 Md€$_{2010}$. L'objectif du gouvernement chinois est de se limiter à l'installation de 15 GW par an, pour obtenir en 2020 un parc éolien de 200 GW capable de produire 400 TWh.

Le marché européen est marqué par le fléchissement du développement de l'éolien terrestre, qui représente 105,6 GW de capacités à terre et seulement 4,7 GW en mer. Selon EurObserv'ER, la principale raison en est le contrôle accru aujourd'hui exercé sur les grands marchés de l'Union européenne. Compte-tenu de ces constats, le marché global de l'éolien devrait se maintenir dans les années à venir autour de 40 GW installés par an.

L'autre perspective importante du marché éolien mondial est la préparation logistique, technologique et industrielle du marché de l'éolien en mer européen[197].

L'EWEA, association professionnelle européenne des développeurs éoliens, a comptabilisé neuf projets en cours de construction courant 2011, pour une puissance de 2,3 GW, ainsi que neuf autres projets réalisables dans un délai de trois ans pour une puissance additionnelle de 2,9 GW. À l'horizon 2015, le parc en mer européen installé devrait représenter près de 9 GW.

De manière générale, en termes d'opérateurs, le marché européen de l'éolien *offshore* est éclaté. En revanche, le marché des équipements destinés à l'éolien en mer a été, pour les installations réalisées au premier semestre 2012, très largement occupé par Siemens. Cette situation devrait évoluer avec l'arrivée sur le marché de turbines de puissance de 5 ou 6 MW dont celles d'AREVA, qui a déjà installé ses premières machines sur le parc éolien allemand Alpha Ventus, et d'Alstom, actuellement en cours de développement.

Des industriels français présents sur le marché

Début 2011, la filière française de l'éolien comptait cent quatre-vingt entreprises[198] et cent cinquante autres étaient identifiées comme pouvant se diversifier dans l'éolien[199].

[197] Id.
[198] DGEC, rapport sur les énergies décarbonées.
[199] SER-FEE, Windustry France 2011.

Historiquement, l'industrie éolienne française s'est spécialisée dans la fabrication de composants (mâts, pales, génératrices, etc.). Aujourd'hui AREVA (Multibrid), Alstom (Ecotècnia) et Vergnet se positionnent aussi sur le marché l'assemblage.

Les compétences de l'industrie française sont reconnues même si elles ne sont pas toujours directement mises en œuvre dans le cadre de l'industrie éolienne. Des acteurs industriels historiques, comme DCNS, EADS, Eiffel, y redéploient également leurs activités[200].

Une technologie potentiellement porteuse d'avenir : l'éolien flottant

Les éoliennes flottantes doivent permettre de s'affranchir de la contrainte actuelle des 40 mètres de profondeur de l'éolien ancré pour disposer, plus loin des côtes, de vents de force et de régularité accrues. Elles réduisent également l'impact paysager sur les façades maritimes tout en limitant les conflits d'usage avec les professionnels de la mer.

La technologie mise en œuvre est plus complexe et ne deviendra compétitive qu'à la condition de réduire significativement le prix des flotteurs. Plusieurs prototypes, dont certains français[201], sont en cours d'expérimentation ou en voie de l'être et le programme Investissements d'avenir est également mobilisé via des appels à projet de l'ADEME pour des démonstrateurs.

[200] Rapport sur *les enjeux énergétiques, industriels et sociétaux de l'éolien et du photovoltaïque*, CGEDD–CGEIET, septembre 2012.

[201] Projet Winflo de l'entreprise bretonne Nass&Wind Industrie, en partenariat avec DCNS, le groupe Vergnet, l'Ifremer et l'Ecole nationale supérieure de techniques avancées de Bretagne/ projet VertiWind, développé par une start-up lilloise Nenuphar.

La filière solaire

Présentation

Solaire photovoltaïque

Usage : Production d'électricité

Rang (2011) : quatrième source d'électricité renouvelable (2,7 %) derrière la biomasse (6,3 %), l'éolien (15,3%) et l'hydraulique (75,6 %).

Catégories d'installations :

Les technologies photovoltaïques transforment directement l'énergie solaire en électricité au moyen d'un ensemble de cellules regroupées en modules. On parle couramment de panneaux solaires photovoltaïques.

Plusieurs filières technologiques de maturités différentes existent. On peut les classer selon trois générations :

- première génération au stade de la commercialisation : systèmes à base de silicium cristallin (monocristallin et polycristallin) ;

- seconde génération au stade du développement commercial : technologies des couches minces qui se divisent en trois familles (silicium amorphe, tellure de cadmium (CdTe), et alliages de cuivre, indium, gallium et sélénium (CIS, CIGS), notamment). Les panneaux de deuxième génération sont fabriqués en déposant une ou plusieurs couches semi-conductrices et photosensibles sur un support de verre, de plastique ou d'acier. Cette technologie permet de diminuer les coûts de fabrication mais le rendement des cellules est moindre ;

- troisième génération en phase de recherche et développement ou de démonstration : cellules solaires hybrides et organiques ; concepts à haut rendement recourant aux nanotechnologies ; cellules solaires photovoltaïques à concentration.

Caractéristiques du parc installé en France fin 2012

Nombre d'installations : 281 724 (dont 242 793 d'une puissance inférieure à 3kW).
Puissance installée : 4 GW
Production : 4 TWh

Comparaisons européennes en 2011:

Allemagne : 19 TWh
Espagne : 7,4 TWh
Royaume-Uni : 0,25 TWh

Principales caractéristiques des technologies:

Intermittente.

	Silicium cristallin	Couches minces	Organique	Concentration
Rendement[202] max (en laboratoire)	25 – 30 %	10 – 20 %	< 10 %	> 40 %
Rendement commercial	14 - 22 %	7 - 12 %	1 – 5 %	25 – 30 %
Surface / kWc	7 - 8m^2	11 - 15 m^2	-	5 - 3,3 m^2
Nature des améliorations attendues	Recherche incrémentale (coût et quantité de silicium).	Rupture	durée de fonctionnement (limitée à 5 ans)	Doivent en permanence être orientées vers le soleil
Temps de fonctionnement	> 25 ans	15 - 20	5	-

Solaire thermique

Usage : Production de chaleur

Rang (2011) : quatrième source de production de chaleur d'origine renouvelable (0,9 %) derrière la biomasse (solide et gazeuse) (87,4 %) et les pompes à chaleur (aéro et géothermiques) (10,7 %) et la géothermie profonde (0,9 %).

Catégories d'installations :

Les installations thermiques concentrent la chaleur produite par le rayonnement solaire sur un fluide caloporteur qui permet d'alimenter ensuite un procédé de production d'électricité.

Cette technologie permet de développer des installations de forte puissance, qu'il est ensuite possible d'hybrider avec des centrales thermiques classiques. Elle permet aussi de moduler la production électrique grâce à des stockages thermiques, qui permettent un fonctionnement en semi-base.

Caractéristiques du parc installé en France fin 2011

Surface de capteur : 2,26 millions de m^2[203]
Production : 1,1 TWh

[202] Rapport de l'électricité produite et de l'énergie consommée.
[203] Unité retenue par le SoeS du CGDD.

Principales caractéristiques des technologies utilisées :

Intermittente.

Le rayonnement solaire direct, indispensable au fonctionnement de cette technologie, la limite aux régions de climat tropical sec et ne permet pas un fort développement en France.

La filière géothermique

Présentation

Usage : Production de chaleur et d'électricité

Rang :

- troisième source de production de chaleur d'origine renouvelable (4,3 %) (avec les pompes à chaleur géothermique) derrière la biomasse (solide et gazeuse) (87,4 %) et les pompes à chaleur aérothermiques (7,4 %) et le solaire thermique (0,9 %) ;
- dernier rang de la production d'électricité renouvelable (0,1 %).

Catégories d'installations :

La géothermie recouvre des technologies très différentes qui ont en commun l'usage de la chaleur présente naturellement dans l'écorce terrestre ou dans des nappes d'eau souterraines (aquifères).

Les différents types de géothermie dépendent de la température de la ressource et donc, sauf anomalie géologique, de sa profondeur :

- la géothermie basse température, qui concerne essentiellement l'habitat individuel, le petit habitat collectif et le tertiaire, et repose sur l'installation de pompes à chaleur individuelles ;

- la géothermie par usage direct de la chaleur, qui peut correspondre à l'exploitation par forage d'aquifères profonds (plusieurs centaines de mètres) ou à celle de zones à gradients thermiques élevés (par sonde) pour l'alimentation de réseaux collectifs de chaleur ;

- la géothermie à très haute température, orientée vers la production d'électricité et qui concerne principalement les zones volcaniques ou de fracture géologique, pour laquelle les forages peuvent atteindre et même dépasser 5000 mètres.

Enfin, la géothermie intègre une part d'autoproduction qui ne figure dans aucune statistique, mais peut être significative. Il s'agit des « puits canadiens », également appelés en France « puits provençaux ». Cette technique simple et ancienne consiste à relier à l'extérieur un local fermé, le plus souvent un habitat individuel, par une canalisation enfouie à faible profondeur. Un système de ventilation électrique permet de faire circuler l'air et suivant la saison, de refroidir ou réchauffer l'intérieur en utilisant la très grande inertie thermique du sous-sol, qui à quelques mètres de profondeur reste stable à 13/14 degrés, quelle que soit la température extérieure. Aucun suivi statistique n'existe sur ces installations.

Caractéristiques du parc installé en France en 2011

Production de chaleur : 94 Ktep soit 109 GWh pour la géothermie profonde et 360,7Ktep soit 419,4 GWh pour les pompes à chaleur géothermiques[204].

Production d'électricité : 56 GWh
La production d'électricité est réalisée par deux uniques installations en France :
- une unité de recherche à Soultz-sous-forêt (en région Alsace) de 1,5MW.
- l'usine de la société Géothermie Bouillante en Guadeloupe d'une capacité de 16MW.

Principales caractéristiques des technologies utilisées :

La hausse de la température liée à l'augmentation de la profondeur est appelée "gradient géothermal". Celui-ci est en France en moyenne de 3° par 100 mètres, mais il peut atteindre 10° dans certaines zones, comme par exemple dans le nord de l'Alsace.

Dans les zones volcaniques, et plus généralement dans celles de collision de plaques lithosphériques (toute la ceinture du Pacifique ou l'arc caraïbe par exemple), le gradient peut dépasser 30 ° par 100 mètres.

Le potentiel de la géothermie est faible (0,06 watt par mètre carré) mais inépuisable, très variable selon les zones et les profondeurs, et non intermittent.

Le marché mondial

La géothermie est prioritairement utilisée pour la production de chaleur, même si la production électrique se développe rapidement dans certaines zones volcaniques du globe.

Les capacités géothermiques de production électrique totales dans le monde sont estimées par l'AIE à 11 GW, essentiellement autour de l'Océan Pacifique. Les États-Unis ont la puissance installée la plus élevée, (environ 3 GW), devant l'Indonésie et le Mexique. Plusieurs pays approchent ou dépassent les 20 % de part de cette source dans le bilan énergétique global : Salvador, Kenya, Philippines notamment.

[204] Sur la base de 1 Ktep = 1,16279 GWh -Le coefficient de conversion retenu dans le cas de la géothermie est différent de celui utilisé pour les autres sources de production en raison de ses caractéristiques.

En Europe, en dehors du cas particulier de l'Islande qui produit la totalité de l'électricité qu'elle consomme avec des énergies renouvelables, seule l'Italie a développé une capacité significative (810 MW).

S'agissant de la production de chaleur, la France occupe le 5ème rang européen. Le premier pays, la Suède, se caractérise par une absence de ressources à très haute température, et par une politique volontariste d'exploitation de la géothermie basse température dans le secteur de l'habitat: 85 % des constructions neuves y sont équipées d'installations géothermiques.

Annexe n° 7 : liste des dispositifs incitatifs pour le développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité et de chaleur

Chaleur	**1 hydraulique / 2 biomasse / 3 éolien / 4 solaire / 5 géothermie**	
Mesures financières	Fonds chaleur- Dispositif de soutien à l'investissement.	2-4-5
Mesures financières	Aides de l'Agence nationale de l'Habitat pour le changement d'installations de chauffage, y compris pour l'installation d'équipements de production d'énergie renouvelable.	2-4-5
Mesures financières	Eco-prêt à taux zéro pour l'installation d'un chauffage utilisant les énergies renouvelables.	2-4-5
Mesures financières	Contrats de projet État région CPER - pour la programmation et le financement pluriannuel des projets. Sont principalement concernés le développement de la filière thermique bois (chaufferies collectives) avec le suivi de la problématique d'approvisionnement - pour la programmation et le financement pluriannuel des projets. Sont principalement concernés le développement des capteurs solaires thermiques avec intégration dans le bâtiment	2-4
Mesures financières	Plan de performance énergétique des exploitations agricoles (PPE)- aides à l'investissement pour l'installation de chaudières biomasse, ainsi que des unités de méthanisation et pour l'installation de chauffe-eau solaires	2-4
Mesures financières	Dispositif des certificats d'économies d'énergie délivrés pour l'installation d'équipements permettant le remplacement d'une source d'énergie non renouvelable par une source d'énergie renouvelable.	2-5
Mesures financières	Plan de soutien à la politique des déchets pour la production de biogaz via la méthanisation	2
Mesures financières	Aides à la construction ou à l'aménagement de serres maraîchères et de serres dans le secteur de l'horticulture ornementale et de la pépinière accordées par France AgriMer Le remplacement d'un système de chauffage à fuel lourd ou gaz par un système de chauffage à énergie renouvelable.	2

Mesure fiscale	TVA à taux réduit (5,5 %) : - pour l'équipement de systèmes de chauffage performant dans les logements de plus de deux ans. - sur les livraisons de chaleur par un réseau de chaleur dès lors que le taux d'énergies renouvelables utilisées dépasse 50 %-(2,1 % en Corse, Guadeloupe, Martinique et Réunion). -photovoltaïque : éligibilité des travaux dans les logements résidentiels de plus de deux ans. Avec un objectif de 4 millions de logement équipés en 2020 - sur les livraisons de chaleur par un réseau de chaleur dès lors que le taux d'énergies renouvelables utilisées dépasse 50 %-(2,1 % en Corse, Guadeloupe, Martinique et Réunion).	2-4-5
Mesure fiscale	CIDD - crédit d'impôt développement durable - Eligibilité des appareils de chauffage fonctionnant au bois ou autres biomasses, et énergies solaires et les pompes à chaleur géothermique	2-4-5
Mesure fiscale	Amortissement dégressif ou exceptionnel sur 12 mois pour : - le matériel d'exploitation de la biomasse (chaudières avec ses auxiliaires et ses équipements de stockage et d'alimentation en combustible, équipements sylvicoles utilisés exclusivement pour la production et le conditionnement de bois à des fins énergétiques, digesteurs et équipements de production thermiques ou électriques associés à une utilisation du biogaz), autres matériels de transformation thermochimique de la biomasse, autres types d'équipements de valorisation thermique et électrique des biocombustibles - les réseaux de récupération et collecte de biogaz en vue de son utilisation énergétique. - les pompes à chaleur géothermiques dont le coefficient de performance est supérieur ou égal à 3 - le matériel permettant l'utilisation d'énergie géothermique - le matériel de raccordement à un réseau de chaleur utilisant majoritairement de l'énergie géothermique	2-5
Mesures législatives et réglementaires	Classement des réseaux de chaleur ou de froid alimentés majoritairement par des énergies renouvelables pouvant rendre obligatoire le raccordement d'un bâtiment dans le périmètre d'un réseau.	2
Mesures législatives et réglementaires	Possibilité d'accroitre la durée des délégations de service publique que constituent la plupart des réseaux de chaleur dans le cas d'investissements pour le développement des énergies renouvelables.	2
Electricité		
Mesure financière /Tarifs d'achat	Pour la petite hydraulique <12MW Tarifs modulés de primes à l'efficacité énergétique et de primes selon le type de biomasse Pour l'éolien terrestre et l'éolien en mer Tarifs modulés de primes d'intégration au bâti et d'intégration simplifiée au bâti mises en place suite à la révision des tarifs en janvier 2010 Tarifs modulés de primes à l'efficacité énergétique pour la géothermie	1-2-3-4-5

Mesure financière	Aides des collectivités locales.	1-2-3-4-5
Mesure financière /Appels à projets/d'offre	Nationaux ou régionaux pour la biomasse Pour l'éolien terrestre et l'éolien en mer Pour le photovoltaïque	2-3-4
Soutien à la recherche	ADEME : appels à manifestation d'intérêt (AMI) :dans le cadre du fonds démonstrateur de recherche géré pour la production d'électricité à partir de dispositifs photovoltaïques innovants et un AMI concernant la production d'électricité à partir de centrales solaires thermodynamiques ont été lancés en 2010. -Investissements d'avenir -Programmes ANR.	1-2-3-4-5
Mesure financière	Plan de performance énergétique des exploitations agricoles (PPE)- aides à l'investissement pour l'installation de chauffe-eau solaires et d'équipements liés à la production d'électricité en site isolé et non connecté au réseau (petites éoliennes et panneaux photovoltaïques)	3-4
Mesure fiscale	CIDD : -Eligibilité des équipements de production d'électricité fonctionnant à partir de de l'énergie hydraulique, la biomasse, l'éolien, solaire thermique.	1-2-3-4
Mesure fiscale	Amortissement dégressif ou exceptionnel sur 12 mois pour : - pour le matériel permettant l'utilisation d'énergie hydraulique - Idem chaleur (ci-dessus) + - les turbines à condensation pour la production d'électricité à partir de vapeur provenant principalement de l'incinération de déchets industriels ou ménagers - pour les équipements de production d'électricité fonctionnant à partir d'énergie éolienne permettant la production d'électricité, son stockage et son raccordement au réseau	1-2-3
Mesure fiscale	Régimes fiscaux des exploitants agricoles permettant de ne pas payer en totalité l'impôt sur le revenu associé à la revente d'électricité produite par une centrale à biomasse et photovoltaïque	2-4
Mesure fiscale	TVA à taux réduit (5,5 %) : - pour l'équipement en panneaux solaires thermiques ou photovoltaïques dans les logements de plus de deux ans. Pour les installations photovoltaïques, le taux est appliqué lorsque la puissance installée est inférieure à 3kWc. Au-delà, le taux normal s'applique.	4
Mesure fiscale	Les propriétaires d'installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 3 kW sont exonérés de démarches fiscales liées à la revente de l'électricité générée et n'ont pas en particulier à payer l'impôt sur le revenu de cette vente d'électricité	4

Mesure réglementaire	Renouvellement des concessions d'ouvrages hydroélectriques	1-2
Mesure réglementaire	Dispositifs de la garantie d'origine ; certificats RECS (renewable energy certificate System)	2
Mesure réglementaire	Classement des réseaux de chaleur ou de froid alimentés majoritairement par des énergies renouvelables pouvant rendre obligatoire le raccordement d'un bâtiment dans le périmètre d'un réseau.	5
Mesure réglementaire	Possibilité d'accroitre la durée des délégations de service publique que constituent la plupart des réseaux de chaleur dans le cas d'investissements pour le développement des énergies renouvelables.	5

Annexe n° 8 : les méthodes de calcul des coûts de production

La méthode du coût de production moyen actualisé (LCOE)

$$LCOE = \frac{\Sigma_t \left(\left(\text{Investissement}_t + \text{E\&M}_t + \text{Combustible}_t + \text{Carbone}_t + \text{Démantèlement}_t \right) / (1+r)^t \right)}{\Sigma_t \left(\text{Électricité}_t / (1+r)^t \right)}$$

Où :
Électricité_t : quantité d'électricité produite pendant l'année « t » ;
$1/(1+r)^t$: facteur d'actualisation pour l'année « t » ;
r : taux d'actualisation
Investissement_t : coûts d'investissement pendant l'année « t » ;
$\text{E\&M}_t$: coûts d'exploitation et de maintenance pendant l'année « t » ;
Combustible_t : coûts du combustible pendant l'année « t » ;
Carbone_t : coûts du carbone pendant l'année « t » ;
Démantèlement_t : coûts de démantèlement pendant l'année « t ».

Source : OCDE-IEA-AEN, 2010

Les coûts comprennent l'investissement, l'exploitation et la maintenance, ainsi que le combustible. Ils peuvent inclure le coût du carbone ainsi que le démantèlement. Pour le coût du démantèlement, l'OCDE recommande de considérer un coût égal à 5 % du coût de construction. La valeur résiduelle de l'investissement (valeur de la ferraille, permis carbone restant, etc.) est prise en compte.

Les revenus ne sont pas monétaires mais basés sur la production physique d'électricité en MWh.

Cette méthode vise à permettre des comparaisons entre sources de production et entre différents pays. Ainsi, ne sont en général pas intégrés :

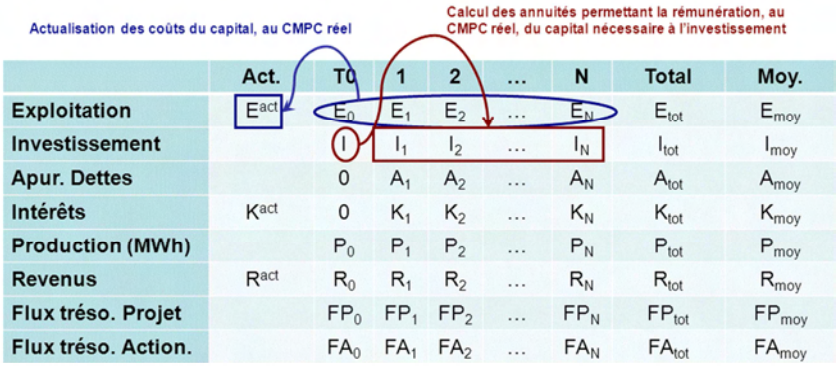
- les coûts de recherche ;
- les paramètres fiscaux, dont l'impôt sur les sociétés ;
- les recettes réalisées par les exploitants ;
- la fluctuation du prix de la production électrique au cours du fonctionnement de l'installation et de l'optimisation de la production pour tenir compte des prix du marché.

De même, le calcul est réalisé avec des hypothèses sur les facteurs de charge qui se situent systématiquement à la limite supérieure de ce qui est techniquement possible, indépendamment de la possibilité réelle de raccordement aux réseaux. Elle ne tient pas compte non plus des coûts de ces derniers, c'est-à-dire de l'impact d'une centrale sur le réseau d'électricité dans son ensemble. Cette question est particulièrement importante pour les énergies renouvelables fatales– éolien et solaire photovoltaïque – dont le développement induit des coûts de réseau.

Une méthode alternative

Le principe de la méthode alternative développée par la Cour n'est pas celui de l'évaluation aujourd'hui des charges futures actualisées, ajoutées à l'investissement de base mais celle des charges d'investissements et de démantèlement lissées sur la durée d'exploitation, c'est-à-dire traitées comme un loyer économique, à ajouter aux charges d'exploitation et de maintenance, considérées comme constantes.

Le schéma suivant précise la démarche retenue :



	Act.	T0	1	2	…	N	Total	Moy.
Exploitation	E^{act}	E_0	E_1	E_2	…	E_N	E_{tot}	E_{moy}
Investissement		I	I_1	I_2	…	I_N	I_{tot}	I_{moy}
Apur. Dettes		0	A_1	A_2	…	A_N	A_{tot}	A_{moy}
Intérêts	K^{act}	0	K_1	K_2	…	K_N	K_{tot}	K_{moy}
Production (MWh)		P_0	P_1	P_2	…	P_N	P_{tot}	P_{moy}
Revenus	R^{act}	R_0	R_1	R_2	…	R_N	R_{tot}	R_{moy}
Flux tréso. Projet		FP_0	FP_1	FP_2	…	FP_N	FP_{tot}	FP_{moy}
Flux tréso. Action.		FA_0	FA_1	FA_2	…	FA_N	FA_{tot}	FA_{moy}

Remarques :
- La somme actualisée des intérêts ou celle des revenus s'obtient comme celle des coûts d'exploitation
- Les lignes Apurement dettes et Intérêts représentent la répartition du coût du capital ; la technique du loyer économique est une des technique de construction de cette répartition
- $I_t = A_t + K_t$; $I_{tot} = A_{tot} + K_{tot}$; $A_{tot} = I$; K_{tot} représente l'ensemble des charges de rémunération du capital
- $R_t = P_t * Prix_t$
- $FP_t = R_t - (E_t + I_t)$; permet de calculer le TRI global du projet
- FA_t = Dividendes$_t$+Inérêts$_t$; le seul flux négatif pour les actionnaires est la mise de départ (Dette actionnaire et capital social) ; ce flux permet de calculer le TRI pour les actionnaires

Les coûts globaux actualisés se calculent à partir de l'actualisation à T_0 des différents flux. Les coûts globaux actualisés de production sans tenir compte de la rémunération du capital s'écrivent : $I+E^{act}$; les coûts globaux de production tenant compte de la rémunération du capital s'écrivent $I+E^{act}+K^{act}$.

Le coût à l'unité de production (€/MWh) pour l'année t est ensuite obtenu en ramenant ces coûts à la production annuelle P_t. Dès lors que les coûts et la production sont constants dans le temps, le coût de production par MWh est constant dans le temps et égal au LCOE.

Annexe n° 9 : coûts de production des énergies renouvelables

Coûts moyens actualisés de production par filière- ADEME €/MWh		Fonctiont.en h/an sauf ind. contraires	Taux actualisation		
			5,1 %	8 %	10 %
Hydroélectricité	<1MW	4400	38 - 152	46 - 188	53 - 214
	de 1 à 10 MW	3950	35 - 131	43 - 160	49 - 182
	> 10 MW	3950	31 - 110	38 - 134	43 - 152
Eolien	Terrestre	2200	52 - 87	62 - 102	69 - 112
	en mer	3500	72 - 97	87 - 116	99 - 130
Solaire photovoltaïque Nord de la France	résidentiel et intégré au bâti 2 à 4 kWc	850 kWh/kWc	181 – 442	230 - 547	265 - 623
	commercial/industriel 100 à 500 kWc	850 kWh/kWc	158 - 368	200 - 456	230 - 519
	centrales au sol 2500 kWc	850 kWh/kWc	154 - 295	195 - 365	224 - 415
Solaire photovoltaïque Sud de la France	résidentiel et intégré au bâti 2 à 4 kWc	1450 kWh/kWc	107 - 259	135 - 321	155 - 365
	commercial/industriel 100 à 500 kWc	1450 kWh/kWc	93 - 216	117 - 267	135 - 304
	centrales au sol 2500 kWc	1450 kWh/kWc	90 - 173	114 - 214	131 - 243
Solaire thermique	Nord de la France	200 - 400 kWh/m^2/an	244 - 563	293 - 689	328 - 781
	Sud de la France	300 - 600 kWh/m^2/an	162 - 375	195 - 460	219 - 520
Solaire thermodyn.	miroirs parabolique & Fresnel	2000 - 3500	74 - 154	94 - 194	109 - 222
	centrale à tour	3800 - 6100	77 - 111	98 - 139	114 - 160
Géothermie profonde	pour production de chaleur	4000	43 - 109	50 - 127	55 - 140
	pour production d'électricité,	7000	30 - 68	36 - 82	41 - 92
Pompes à chaleur	géothermiques collectives	2400	49 - 108	53 - 121	56 - 130
	Individuelles	2500	38 - 68	42 - 75	45 - 80
Biomasse	Individuelle	2250	62 - 212	63 - 223	64 - 231
	chauffage central	2250	56 - 174	57 - 180	57 - 183
	Collectif	2000 - 5000	53 - 102	56 - 111	58 - 119
Méthanisation		7500	56 - 220	61 - 241	64 - 256

Source : Cour des comptes- Données ADEME

L'ADEME a retenu une présentation détaillée qui correspond aux différents cas qui peuvent se présenter. Trois taux d'actualisation (5,1 %, 8 % et 10 %) ont été utilisés. Ils permettent de prendre en compte indirectement différentes configurations de financement et d'aléas. Elle n'a pas pris pas en compte la fiscalité lorsque les données provenaient de plusieurs pays et certaines sources internationales ne s'appliquent pas nécessairement à la situation française. Les énergies marines ne sont pas encore suffisamment mâtures pour afficher des coûts de production comparables.

Les sensibilités à la puissance, à la productivité ainsi qu'au taux d'actualisation sont très fortes.

Coûts d'investissement par filière- Comparaison ADEME-CRE

€/kW		ADEME	CRE
Hydroélectricité	<1MW	2000-8000	ND
	de 1 à 10 MW	1600-6000	
	> 10 MW	1400-5000	
Éolien	terrestre	1126- 1856	1240-1420
	en mer	3000 - 3900	3109-4159
	Dont raccordement à la côte	481 - 1170	614-953
Solaire photovoltaïque Nord et Sud de la France	résidentiel et intégré au bâti 2 à 4 kWc	2200 - 4805	ND
	commercial/industriel 100 à 500 kWc	1900 - 4004	
	centrales au sol 2500 kWc	1850-3204	1560-1770
Solaire thermique	€/m^2	1136- 1462	ND
Solaire thermodyn.	miroirs parabolique & Fresnel	2700- 7500	
	centrale à tour	4850-8100	
Géothermie profonde	pour production de chaleur	1500-3900	
	pour production d'électricité,	2000-4500	
Pompes à chaleur	géothermiques collectives	500-1800	
	Individuelles	700-1080	
Biomasse	bois domestique app.indépendant	150-350	Note1
	Bois domestique chauffage central	250-600	
	collective (avec ou sans réseau de chaleur)	800-1700	
	industrielle	300-1000	
	Cogénération (€/kWe)	2500-6500	
Méthanisation		2200 - 9900	9150

Source : Cour des comptes- Données Ademe

ND : non disponible

Note 1 : La CRE n'a pas établi de comparaison sur la biomasse considérant en raison,, d'une part, des particularités des installations supportées par l'ADEME qui produisent uniquement de la chaleur et de celles soutenues via les appels d'offres qui produisent de l'électricité et ont donc des productions thermiques et électriques qui ne peuvent être rapportées directement. D'autre part, selon la CRE, les puissances unitaires des projets soutenus par l'une et l'autre sont très différentes et ne peuvent être directement comparées.

Coûts d'investissement et d'exploitation biomasse - CRE

Investissement [€/kWe]	2935 - 5515
Exploitation [€/kWe/an]	Entre 100 et 400€/kWe/an

Cour des comptes- Données commission de régulation de l'énergie (CRE)

Annexe n° 10 : les dépenses de recherche et développement par filières

Le montant total des dépenses de recherche, développement et innovation a été estimé en agrégeant les dépenses du périmètre AIE, les dépenses du PCRD et les dépenses en aval du périmètre AIE d'OSEO. Compte tenu des retraitements effectués, il ne s'agit que d'une estimation qui révèle plus un ordre de grandeur qu'un montant précis, même si les estimations de la Cour sont en ligne avec celles effectuées par la DGRI.

En M€	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**total**	**Total 2008 à 2011**
Énergies renouvelables	**28,3**	**25,5**	**30,6**	**42,7**	**53,1**	**76,5**	**89,4**	**169,2**	**125,8**	**200,4**	**841,5**	**584,8**
solaire	16,7	11,1	14,8	22,2	26,5	38,9	38,5	64,6	56,1	67,7	357,1	**226,9**
éolien	1,3	1,5	1,6	1,1	1,8	2,6	2,1	1	5,5	14,3	32,8	**22,9**
marine	0,1	0,7	0,7	0,9	0,2	0,7	0	2,4	2,7	46,2	54,6	**51,3**
Bio-énergie (1)	4,4	3,8	5,8	10,5	21,3	29,4	43,8	92,3	54,7	59,3	325,3	**250,1**
Géothermie	3,5	5,4	5	6	2,7	4,6	3,7	8,2	4,3	3,7	47,1	**19,9**
Autres renouvelables	2,3	3	2,7	2	0,6	0,3	1,3	0,7	1,8	1,8	16,5	**5,6**
Non ventilé									0,7	7,4	8,1	**8,1**
Hydrogène et piles à combustible	**21,1**	**26**	**23**	**45**	**51,1**	**62,8**	**60,8**	**60**	**55,4**	**60,1**	**465,3**	**236,3**
Hydrogène	13,3	18,8	8,8	13,6	21,4	31,2	29,3	36,9	33,1	36,2	242,6	**135,5**
Piles à combustible	7,8	7,2	14,2	31,4	29,7	31,6	31,5	23,1	22,2	23,8	222,5	**100,6**
Non ventilé									0,1	0,1	0,2	**0,2**
Autres technologies énergie et stockage	**0,8**	**3,1**	**4,3**	**2,5**	**2,8**	**15,5**	**26,6**	**38**	**33,8**	**53,3**	**180,7**	**151,7**
Génération d'électricité	0	0	0	0,3	0	0,1	0	1,7	3,1	1,7	6,9	**6,5**
Transport et distribution d'électricité	0,5	0,7	0,5	0,3	0,5	1,6	2,8	4	2	8	20,9	**16,8**

Stockage d'énergie	0,3	2,4	3,8	1,9	2,3	13,8	23,8	32,3	28,7	43,5	152,8	**128,3**
Non ventilé									0	0,1	0,1	**0,1**
Autres recherches de rupture technologique	**11,9**	**13,8**	**8,7**	**7,4**	**6,5**	**7,2**	**9,5**	**13,5**	**63,3**	**0**	**141,8**	**86,3**
Analyse de systèmes énergétiques	2,2	2,5	2,2	2,4	1,6	2,8	3,3	5,7	5,9		28,6	**14,9**
Recherché de base transversale									5,2		5,2	**5,2**
Autres	9,7	11,3	6,5	5	4,9	4,4	6,2	7,8	52,2		108	**66,2**
Non ventilé PCRD	**19,9**	**13,6**	**28,2**	**4**							**65,7**	**0**
Total	**82**	**82**	**94,8**	**101,6**	**113,5**	**162**	**186,3**	**280,7**	**278,3**	**313,8**	**1695**	**1059,1**

Source : CGDD, OSEO, ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche

(1) Cette rubrique comprend les biogaz, les combustibles biomasse solide et biocarburants.

L'estimation reste une fourchette basse car de 2002 à 2008, elle n'intègre pas les dépenses de développement industriel d'OSEO, non disponibles. À partir de 2008, ces données ont pu être intégrées, ce qui porte le montant total sur la période 2008 à 2011 aux environs de 1,1 Md€.

Annexe n° 11 : coût public d'abattement des productions d'électricité renouvelable et valeur tutélaire du carbone

Le coût d'abattement du CO_2

Le coût d'abattement d'une tonne de CO_2 (ou coût pour réduire les émissions d'une tonne) correspond au « surcoût » lié à une action de réduction des émissions de CO_2 (par rapport à une action de référence où aucune action particulière ne serait entreprise) ramené aux émissions de CO_2 évitées par cette action. Ce « surcoût » correspond à la somme du coût de production (économies d'énergie incluses) de l'action en question et des coûts additionnels liés aux externalités (hors CO_2), nette des coûts de production des moyens évités. Ce critère permet d'apprécier et de comparer l'efficacité économique de différentes actions de réduction des émissions de gaz à effet de serre, c'est-à-dire les coûts pour la société pour réduire les émissions d'une tonne de CO_2.

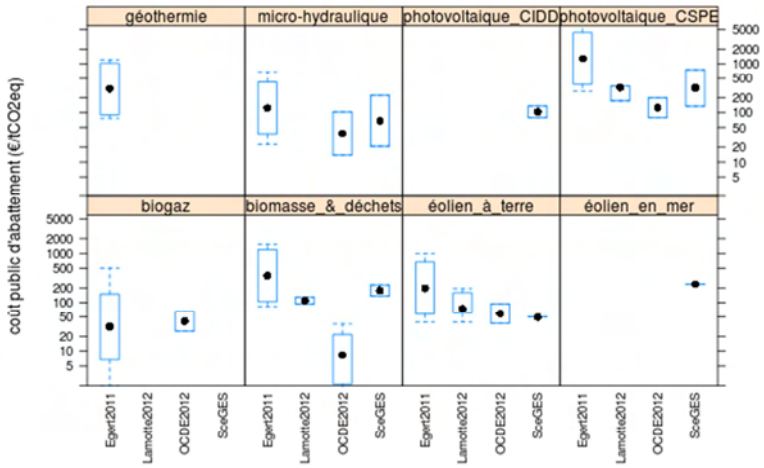
Le coût public de réduction des émissions de CO_2

Il correspond au rapport entre la dépense publique totale et la somme des gains d'émissions sur la durée de vie des équipements financés par cette dépense publique. Il donne donc une idée de l'efficacité de l'aide publique et peut être comparé à d'autres types d'investissements publics visant à réduire les émissions de CO_2.

Différentes études ont estimé le coût par tonne d'équivalent CO_2 pour différentes filières de production d'énergie renouvelable électrique. Ces estimations se concentrent toutefois sur le dispositif de tarif d'achat financé par la CSPE et ne tiennent pas compte des éventuels cumuls avec d'autres postes de dépense publique (à l'exception du CIDD pour la filière solaire photovoltaïque). Elles constituent donc des estimations basses.

La principale différence entre les filières provient de l'hypothèse du *mix* de production électrique substitué considéré, une centrale à charbon au mieux, ou le contenu en CO_2 moyen de la production électrique nationale dans une vision plus pessimiste.

Les sources des calculs sont multiples et figurent en abscisse du tableau suivant:



Source : DGEC

La valeur tutélaire du carbone

La valeur tutélaire du carbone est une référence qui permet d'évaluer le coût d'abattement de la tonne de carbone d'un dispositif. Si ce coût est inférieur ou égal, le coût économique est acceptable. S'il est supérieur, l'objectif de lutte contre le réchauffement climatique pourrait théoriquement être atteint à un coût moindre.

La valeur tutélaire ne résulte pas de l'observation des prix sur un marché mais d'une décision de l'État. En effet, en ce qui concerne le CO_2, seul un marché des permis à polluer pourrait donner des indications. Depuis le 1er janvier 2005, un tel marché existe en Europe, avec le système européen d'échange de quotas (ETS). Mais outre le fait que ce système ne couvre environ que 45 % des émissions de CO_2, correspondant aux industries les plus polluantes, la formation des prix n'intègre pas le long terme et peut être faussée par les imperfections du marché. Aussi, s'agissant du CO_2, dont les effets environnementaux se produisent sur le long terme, l'État doit disposer d'une valorisation qui lui permette d'évaluer ses investissements ou ses politiques.

Jusqu'ici, le besoin d'une telle valeur s'était pour l'essentiel fait sentir pour évaluer la rentabilité économique des investissements publics dans le domaine du transport, afin de valoriser le coût de la pollution. Ainsi, en 2001, la commission « Transports : choix des investissements et

coût des nuisances », présidée par Marcel Boiteux, avait recommandé de fixer la valeur tutélaire du CO_2 à 27 €.

Ce référentiel est toutefois apparu insuffisant quelques années plus tard, avec les engagements volontaristes de la France en ce qui concerne la réduction des émissions de gaz à effet de serre, et le développement des politiques publiques associées dans le cadre notamment du Grenelle de l'environnement. Aussi, au début de l'année 2008, le Premier ministre, sur proposition du ministre en charge de l'écologie, de l'énergie et du développement durable, a demandé au secrétaire d'État chargé de la Prospective, de l'Évaluation des Politiques publiques et du Développement de l'Économie numérique de proposer une nouvelle valeur du carbone pour l'évaluation des choix d'investissements publics et, plus généralement, pour l'évaluation environnementale des politiques publiques.

Cette mission a été confiée en 2008 à la commission présidée par Alain Quinet. Elle a ainsi évalué la valeur du carbone en intégrant notamment les engagements de la France à diminuer ses émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050. En d'autres termes, le prix du carbone a été fixé à la hauteur de ce qu'il devrait être pour que l'économie réduise spontanément ses émissions au niveau souhaité par l'État.

VALEURS TUTELAIRES DU CARBONE

€/tCO_2	2010	2020	2030	2050
Valeur recommandée	32	56	100	200

Source : Rapport Quinet

Annexe n° 12 : emplois directs dans les énergies renouvelables

Emplois directs (Sauf SER)	ADEME 2006	SOeS 2006	ADEME 2007	SOeS 2007	ADEME 2008	SOeS 2008	ADEME 2009	SOeS 2009	ADEME 2010	SOeS 2010	SER 2010	ADEME 2011(e)	SER 2011	ADEME 2012 (p)
Total énergies renouv.	**58 460**		**60 560**		**79 950**		**87 780**		**98 580**			**93 320**		**83 260**
Dont ENR équipements	**39 510**	**29 485**	**41 610**	**31 325**	**60 000**	**38 163**	**59 980**	**42 447**	**75 860**	**52 062**		**70 880**		**58 800**
Dont ENR ventes	**18 950**		**18 950**		**19 950**		**20 800**		**22 720**			**22 440**		**24 460**
Solaire thermique	3 380		3 490		4 030		3 620		3 550		3 741	3 770		3 830
Dont équipements	3 080	830	3 130	960	3 600	1166	3 130	1293	3 000	1475		3 150		3 140
Dont ventes	300		360		430		490		550			620		690
Photovoltaïque	1 390		2 530		5 190		10 310		31 550			28 700	18 800	17 980
Dont équipements	1 390	878	2 530	1449	5 160	3475	10 160	6261	31 030	12744		27 430		16 360
Dont ventes	0		0		30		150		520			1 270		1 620
Eolien	6 000		6 320		8 790		9 790		11 670			10 420	8 100	10 240
Dont équipements	5 550	4067	5 670	4754	7 860	6473	8 560	6307	10 120	7838		8 640		8 280
Dont ventes	450		650		930		1 230		1 550			1 780		1 960
Bois domestique	18 820		16 190		18 240		17 550		17 660		18183	16 020		16 410
Dont équipements	12 190	11980	10 180	10966	12 130	11734	11 550	12335	11 200	13447		11 080		11 150
Dont ventes	6 630		6 010		6 110		6 000		6 460			4 940		5 260
Bois collectif	3 390	Indiv + collectif	3 440	Indiv + collectif	3 090	Indiv + collectif	3 930	Indiv + collectif	5 560	Indiv + collectif		6 780	13 500	6 570
Dont équipements	1 850		1 850		1 330		1 960		3 100			4 420		3 370
Dont ventes	1 540		1 590		1 760		1 970		2 460			2 360		3 200
Pompes à chaleur	14 430		17 130		28 900		23 100		15 260		11 704	14 200		14 200
Dont équipements	14 000	1529	16 520	2564	28 070	4508	22 160	4691	14 190	4145	géo+PAC	13 010		12 900
Dont ventes	430		610		830		940		1 070			1 190		1 300
Hydraulique	9 150		9 530		9 850		10 430		11 030		15 000	10 770		10 790
Dont équipements	850	8916	1 120	9321	1 320	9464	1 900	10063	2 470	10825		2 160		2 130
Dont ventes	8 300		8 410		8 530		8 530		8 560			8 610		8 660
Géothermie	780		720		730		760		810			1 000		1 200
Dont équipements	110	1285	50	1311	50	1343	80	1497	120	1588		230		350
Dont ventes	670		670		680		680		690			770		850
Biogaz	370		470		570		770		940			1 130		1 510
Dont équipements	240		320		420		460		580		9518	730		1 090
Dont ventes	130	géo+biogaz+UIOM	150	géo+biogaz+UIOM	150	géo+biogaz+UIOM	310	géo+biogaz+UIOM	360	géo+biogaz+UIOM		400		420
UIOM	750		740		560		520		550		biogaz+UIOM	530		530
Dont équipements	250		240		60		20		50			30		30
Dont ventes	500		500		500		500		500			500		500

Source : Cour des comptes – Données : ADEME révisées 2012 - SOeS révisées 2012 - SER Livre blanc février 2012) - Les données SER sont présentées comme étant la somme des emplois directs et indirects

Annexe n° 13 : les certificats verts et les primes additionnelles aux tarifs, les exemples anglais et espagnol

Le système de ROCs (*Renewable Obligation Certificates)* au Royaume-Uni

Introduit en 2002, ce système demeure le principal mécanisme de financement de la production d'électricité renouvelable du Royaume-Uni. En effet, les FiT (*Feed-in Tariffs*), tarifs de rachats préférentiels, ne subventionnent que la production d'électricité renouvelable de petite échelle (installations de capacité inférieure à 5 MW).

Le mécanisme *Renewable Obligation* impose aux producteurs d'électricité d'intégrer une part croissante d'électricité renouvelable dans leur production. En échange de chaque MWh produit, il leur est délivré des ROCs (unité utilisée pour la comptabilisation des obligations), qu'il peut également acheter s'il ne remplit pas ses objectifs. La valeur du ROC[205] était de 51,34 £ en 2010/11. Le nombre de ROCs délivrés par MWh dépend de la technologie utilisée, afin de privilégier le développement des certaines technologies qui se trouvent à un stade précoce de leur déploiement, telles que les énergies marines.

Les primes additionnelles au prix du marché : le système espagnol

L'Espagne avait mis en place au cours de la dernière décennie une politique de développement des énergies renouvelables utilisant un modèle de rétribution dénommé « régime spécial » ou système du *« feed-in-tariff* », qui a été décisif pour le succès de leur développement. Il assurait 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'ajoutait au prix du marché, pour les installations qui choisissaient cette formule. Les primes répondaient aux avantages stratégiques et environnementaux des énergies renouvelables et prétendaient garantir une rentabilité raisonnable des investissements sur la période de maturation et de consolidation des nouvelles technologies.

[205] La valeur du ROC comprend le montant payé par un producteur s'il doit en acheter pour remplir ses obligations (36,99 £ en 2010/11 ; 40,71 £ en 2012/13) + la rémunération qu'il reçoit de la redistribution des revenus générés par la vente de ROCs.

Toutefois, si le système de primes aux renouvelables s'est révélé très efficace, il a d'abord 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), et a contribué, sans en être l'unique cause, au problème de déficit tarifaire de l'Espagne (le tarif de vente ne couvrant pas le coût de fabrication de l'électricité renouvelable). L'obligation de réduire le déficit public ont contraint, dès 2012, le gouvernement à résoudre le problème de la dette accumulée (30 Md € fin 2012, 3 % du PIB), montant qui pèse sur la dette publique et s'approfondit jusqu'à présent de plus de 6 Md€ par an (soit le montant actuel annuel des primes aux renouvelables).

Annexe n° 14 : les énergies renouvelables dans plusieurs pays de l'Union européenne

Allemagne

Chiffres clefs

Proportion des ENR[1]		Electricité Prix TTC 2ème sem. 2011[1]		Production d'électricité (TWh)			
2010	Cible 2020	Usage domestique	Usage industriel		Total 2005	Total 2010	Total 2011
					621	628	615
10,7%	18%	253 €/MWh	124 €/MWh	Eolien	27	38	47
		UE : 184 €/MWh	UE : 112 €/MWh	Photovoltaïque	1	12	19
				Hydraulique	27	27	25

(1) (source : CEA mémento de l'énergie - 2012)

Les dispositifs de soutien : des prix garantis

Le développement des énergies renouvelables en Allemagne a été appuyé, dès 1990, par une politique de soutien très incitative favorisant la production, menée parallèlement à une politique industrielle active, en particulier dans les domaines éoliens et photovoltaïques. La loi fédérale de promotion de l'électricité renouvelable (loi EEG de 2000) garantit un tarif d'achat préférentiel pendant 20 ans et un accès prioritaire au réseau.

Faits marquants: l'évolution des tarifs suite aux surcoûts

Le développement des énergies renouvelables a entraîné des surcoûts élevés liés aux tarifs garantis. Ils sont essentiellement portés par les particuliers et les petites et moyennes entreprises. Les tarifs de l'électricité à usage domestique sont très élevés par rapport à la moyenne européenne.

Les prix d'achat dans le secteur photovoltaïque ont été réduits de manière importante depuis 2004 afin de limiter la demande en pleine croissance. Ils sont réajustés trimestriellement depuis le 1er novembre 2012 en fonction des capacités installés au cours des 12 mois précédents. Un plafond de 52 GW a été fixé au-delà duquel les nouvelles installations photovoltaïques ne bénéficient plus de tarif d'achat garanti.

Dans la filière éolienne terrestre, la dégression annuelle des tarifs est fixée à 1,5 % à partir de 2013 et à 1 % dans la filière hydraulique.

Si les objectifs 2020 de proportion des énergies renouvelables sont atteints, les parts de l'éolien et du photovoltaïque devraient fortement augmenter (représentant 27 % et 11 % respectivement en 2020), ainsi que dans une moindre mesure celle de la géothermie et du solaire thermique.

Les problématiques pour atteindre les objectifs de 2020

Selon le ministère fédéral allemand, l'atteinte de l'objectif implique le doublement de la production éolienne et photovoltaïque entre 2011 et 2020, et le triplement de la production de géothermie et du solaire thermique sur cette même période.

Les problématiques générales sont les suivantes :

- renforcement des réseaux de distribution et de transport de l'électricité ; le coût du renforcement et du développement des réseaux de transport est estimé d'ici 2022 entre 19 et 23 Md€ hors coût du raccordement des parcs éolien en mer (possiblement 12 Md€) ;
- maîtrise des coûts de développement et du rythme de progression des filières, notamment dans le domaine du photovoltaïque ; le coût du soutien public aux énergies renouvelables est 14,1 Md€ pour 2012 et 20,4 Md€ prévus en 2013 ;
- coordination des politiques énergétiques des Länder et du gouvernement fédéral ;
- maîtrise de la consommation électrique (l'atteinte de l'objectif de développement des énergies renouvelables étant conditionnée à une baisse de la demande).

Belgique

Chiffres clefs

Proportion des ENR[(1)]		Electricité Prix TTC 2ème sem. 2011[(1)]		Production d'électricité (TWh)			
2010	Cible 2020	Usage domestique	Usage industriel		Total 2005	Total 2008	Total 2009
					87	84,9	91,2
5,4%	13%	212 €/MWh	115 €/MWh	Eolien	1,8	2,7	3
		UE : 184 €/MWh	UE : 112 €/MWh	Photovoltaïque			
				Hydraulique			

(1) (source : CEA mémento de l'énergie - 2012)

Les dispositifs de soutien : des certificats verts

La Belgique a privilégié l'énergie d'origine nucléaire. Elle a mis en place une politique de développement des énergies renouvelables à compter de 2002 en instaurant le système des certificats verts qui est géré à aux niveaux fédéral et régional.

Pour tous les types de production d'électricité renouvelable excepté l'éolien en mer, un régime de prix fédéraux garantis a été fixé au niveau fédéral parallèlement à une réglementation de niveau régional en vertu de laquelle les gestionnaires de réseau de transport doivent également acheter des certificats verts à un prix minimum imposé.

Le système de certificats est un dispositif de soutien peu incitatif mais a limité les surcoûts parce que les prix d'achat de certificat sont liés au marché (avec un prix minimal garanti) sans engagement contractuel pluriannuel. Le prix de l'électricité à usage domestique est plus élevé que la moyenne des pays de l'Union Européenne.

Faits marquants: une répartition des compétences entre les niveaux fédéral et régional à réviser

Le double niveau de compétences entre les niveaux fédéral et régional entraine des conflits entre dispositifs tarifaires. Elles peuvent entrainer une augmentation des tarifs d'électricité en raison des surcoûts liés aux demandes de rachat au tarif minimal garanti le plus élevé.

Ainsi la hausse du marché des énergies renouvelables entraine la baisse des prix des certificats et augmente les demandes de rachat auprès le gestionnaire de transport Elia à un tarif fédéral élevé. Ce système a pour conséquence mécaniquement une augmentation du tarif pour l'obligation de service public.

Les problématiques pour atteindre les objectifs de 2020

La croissance de la production d'énergies renouvelables nécessite de quadrupler la production éolienne et de multiplier par huit la production solaire par rapport à 2009 pour atteindre les objectifs fixés en 2020.

Toutefois, le débat sur la répartition des compétences entre le pouvoir fédéral et régional sur l'énergie renouvelable terrestre se poursuit et une réflexion est en cours, remettant en question le soutien par les certificats verts et l'obligation d'achat à un prix minimum garanti. Dans ce contexte l'effondrement du marché du certificat vert et la révision du mécanisme créent un climat d'incertitude auprès des investisseurs, avec des conséquences négatives sur toute la chaine de valeur.

Espagne

Chiffres clefs

Proportion des ENR[(1)]		Electricité Prix TTC 2ème sem. 2011[(1)]		Production d'électricité (TWh)			
2010	Cible 2020	Usage domestique	Usage industriel		Total 2005	Total 2010	Total 2011
					268,7	288,5	279,1
14,1%	20%	209 €/MWh	116 €/MWh	Eolien	20,7	43,6	42,1
		UE : 184 €/MWh	UE : 112 €/MWh	Photovoltaïque		6,3	7,4
				Hydraulique	3,6	6,8	5,2

(1) (source : CEA mémento de l'énergie - 2012)

Les dispositifs de soutien: des prix garantis

L'Espagne, qui est l'un des pays de l'Union Européenne à la plus forte dépendance énergétique (77 % de son approvisionnement en énergie) a mis en place au cours de la dernière décennie une politique de développement des énergies renouvelables très incitative s'appuyant en particulier sur la production hydraulique et éolienne, et, depuis 2009 sur l'énergie solaire photovoltaïque.

Depuis 2000, un dispositif dénommé « régime spécial » garantit un prix de rachat de l'électricité renouvelable, soit sous la forme 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 ayant choisi cette formule. Ce système a été très incitatif et a permis le développement des énergies renouvelables mais en créant une bulle spéculative, en particulier dans le secteur photovoltaïque et des surcoûts élevés.

Il a également entraîné des surcoûts de soutien (6,4 Md€ en 2011, 8Md€ en 2012) supporté par les consommateurs. Les surcoûts cumulés en 10 ans s'élève ainsi fin 2012 à 30Md€ soit 3 % du PIB.

Faits marquants: un moratoire en 2012 suite aux surcoûts

Le prix de l'électricité à usage domestique est plus élevé en 2011 en Espagne que dans la moyenne des pays de l'Union Européenne.

Un moratoire a marqué un arrêt brutal en 2012 du soutien des énergies renouvelables. Suite au moratoire, l'Espagne a programmé une réforme fiscale du secteur de l'électricité en 2013 pour couvrir les surcoûts liés au développement des énergies renouvelables. Elle devrait taxer uniformément toutes les sources de production de l'électricité quelle que soit la technologie et surtaxer les sources d'électricité productrices de CO_2. Cette taxe aura pour conséquence d'augmenter la facture d'électricité des consommateurs, particuliers et entreprises.

Les problématiques pour atteindre les objectifs de 2020

En raison de l'éclatement de la bulle spéculative dans le solaire photovoltaïque et de la suppression du soutien en 2012, le développement de cette filière sera désormais très limité.

La disponibilité de la ressource et la marge de progression du potentiel hydraulique sont pratiquement nulles pour la grande hydroélectricité et donc limité à la petite hydroélectricité (< 10 MW).

Le développement de l'éolien terrestre se heurte à des difficultés avec de nombreux recours contre les installations.

Italie

Chiffres clefs

Proportion des ENR[(1)]		Electricité Prix TTC 2ème sem. 2011[(1)]		Production d'électricité (TWh)			
2010	Cible 2020	Usage domestique	Usage industriel		Total 2005	Total 2010	Total 2011
					273,9	267,8	266,1
8,5%	17%	208 €/MWh UE : 184 €/MWh	167 €/MWh UE : 112 €/MWh	Eolien	2,3	11	20,6
				Photovoltaïque			

(1) (source : CEA mémento de l'énergie - 2012)

Les dispositifs de soutien : des prix garantis et des certificats verts

L'Italie affiche l'un des taux de dépendance les plus élevés d'Europe en matière d'énergie: les importations nettes représentant 80,5 % du besoin intérieur, pour une dépense nationale de 62,73 Md€ en 2011 soit plus de 4,4 % du PIB, principale source de déficit de la balance commerciale italienne.

L'Italie a développé les énergies renouvelables par une politique incitative dès 1995 permettant d'atteindre ses objectifs de part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie grâce à un fort développement de l'énergie hydraulique et dans une moindre mesure de l'éolien et du solaire.

Pour la production d'énergie électrique renouvelable (hors énergie photovoltaïque), le mécanisme principal d'incitation mis en place en 1999 en Italie est celui des certificats verts. Ils s'appliquent aux installations de plus d'1 MW et sont assortis de l'obligation de rachat à un tarif minimum subventionné (initialement garanti pour 10 ans).

En vigueur depuis janvier 2010, le tarif de rachat subventionné est, pour sa part, différent selon la source d'énergie et est garanti pour une durée de quinze ans. Il est destiné aux petites et moyennes installations renouvelables jusqu'à 1 MW. Ce système a permis le développement des énergies renouvelables, mais a généré une bulle spéculative en particulier dans le secteur photovoltaïque, et des surcoûts élevés répercutés sur la facture d'électricité des consommateurs (9Md€ en 2011, 12,5 Md€ en 2012).

Faits marquants: de nombreuses révisions du système de soutien

Les prix de l'électricité à usage domestique et à usage industriel sont en effet plus élevés en Italie en 2011 que dans la moyenne des pays de l'Union Européenne.

Une réforme des mécanismes d'incitation pour les installations mises en service à partir du 1er janvier 2013 prévoit une période de transition du système actuel (certificats verts) à un mécanisme d'incitation par des tarifs fixes pour les installations jusqu'à 5 MW et des enchères à la baisse pour les installations plus grandes. Pour les installations mises en service avant 2013, les certificats verts seront remplacés à partir de 2016 pour la période résiduelle par un tarif fixe garantissant les investissements réalisés. À partir de 2013, les quotas minimaux d'énergies renouvelables qui se traduisent par les certificats verts seront progressivement réduits jusqu'à s'annuler pour l'année 2015.

Les changements successifs du système des certificats verts ont créé une forte incertitude parmi les opérateurs. En moins de dix ans, dix normes nationales et trois règlements différents ont modifié le système.

Les tarifs de rachat du solaire photovoltaïque, qui restent valables pour une période de 20 ans à compter de la date d'entrée en fonction de l'installation, ont été revus à la baisse à cinq reprises entre 2006 à 2012.

Les problématiques pour atteindre les objectifs de 2020

Les opérateurs considèrent le secteur comme très fragile, principalement à cause de l'instabilité du cadre politique et réglementaire, ce qui pèse sur les investissements. Le dispositif de soutien, souvent révisé, ralentit le développement de nouvelles installations éoliennes et photovoltaïques.

Les procédures pour l'autorisation et la connexion des installations en particulier dans l'éolien étant longues, complexes, et différentes d'une région à l'autre ont également ralenti le développement des énergies renouvelables. Les délais d'autorisation et de réalisation d'une installation en Italie sont cependant moindres qu'en France, environ quatre ans.

Danemark

Chiffres clefs

Proportion des ENR[(1)]		Electricité Prix TTC 2ème sem. 2011[(1)]		Production d'électricité (TWh)			
2010	Cible 2020	Usage domestique	Usage industriel		Total 2005	Total 2010	Total 2011
					36,2	38,8	35,1
23%	30%	298 €/MWh	93 €/MWh	Eolien	6,6	7,8	9,7
		UE : 184 €/MWh	UE : 112 €/MWh	Photovoltaïque	-	-	-
				Hydraulique	0,02	0,02	0,017

(1) (source : CEA mémento de l'énergie - 2012)

Les dispositifs de soutien : des prix garantis

Confronté à l'épuisement progressif des ressources fossiles de la Mer du Nord, le Danemark s'est fixé en 2011 l'objectif d'être 100% indépendant de ces dernières en 2050. Les énergies renouvelables se sont développées au Danemark depuis 2005 et représentent une part importante dans la consommation finale d'énergie en 2010 ; la production éolienne et la biomasse sont les deux principales sources d'énergie.

Le Danemark a mis en place un dispositif de soutien basé sur des tarifs de rachat articulés autour des prix du marché auxquels une subvention est ajoutée. L'obligation de service public (352 M€ en 2011) est perçue auprès du consommateur par les distributeurs d'électricité et est redistribuée aux producteurs d'électricité éligibles à ce dispositif.

Faits marquants: l'évolution des tarifs à la baisse à partir de 2012

Le dispositif de soutien a été revu dans le cadre du plan énergie 2012-2020 dans le sens de la baisse avec, pour l'éolien terrestre, des niveaux de subventions dépendant de la production mais aussi du niveau des prix du marché.

Malgré la faible production photovoltaïque, une bulle s'est aussi déclenchée qui a poussé l'État à modifier en 2012 le régime de subvention. Le prix sera abaissé en 2014 et les années suivantes, mais restera fixe pour 10 ans.

Les problématiques pour atteindre les objectifs de 2020

Les autorités danoises sont sereines quant à l'atteinte des objectifs 2020.

Le plan énergie 2012-2020 retient deux axes de développement :

- l'amélioration de l'efficacité énergétique doit permettre une réduction de la consommation finale d'énergie (sauf transport) de 7 % en 2020 par rapport à 2010. Une stratégie d'efficacité énergétique des bâtiments existants est ainsi en cours de définition ;
- le développement de l'éolien et du biogaz. L'éolien terrestre et en mer devrait représenter 50 % de l'électricité consommée en 2020. Deux nouveaux parcs éoliens en mer, (400 MW et 600 MW) devraient être installés d'ici 2020. En complément, une capacité totale de 500 MW devrait être installée en eaux peu profondes le long des côtes. La production éolienne terrestre devrait pour sa part augmenter de 20 %, soit 500 MW supplémentaires. S'agissant du biogaz, l'incitation sera réalisée par les tarifs et le soutien à l'établissement de méthaniseurs (de 20 à 30 % du coût).

Royaume-Uni

Chiffres clefs

Proportion des ENR[(1)]		Electricité Prix TTC 2ème sem. 2011[(1)]		Production d'électricité (TWh)			
2010	Cible 2020	Usage domestique	Usage industriel		Total 2006	Total 2010	Total 2011
					393,4	378	367,8
3,3%	15%	158 €/MWh	104 €/MWh	Eolien	4,2	10,2	15,7
		UE : 184 €/MWh	UE : 112 €/MWh	Photovoltaïque	0,01	0,03	0,25
				Hydraulique	4,6	3,6	5,7

(1) (source : CEA mémento de l'énergie - 2012)

Les dispositifs de soutien : des certificats verts et des tarifs de rachats pour les installations de petite taille

Le Royaume Uni a mis en place une politique de développement des énergies renouvelables à compter de 2002 qui a reposé sur des certificats verts, le dispositif principal, et des tarifs garantis pour les installations photovoltaïques de petite taille. La politique a cependant été peu incitative. En effet, la production d'énergie renouvelable a peu augmenté.

Les coûts des dispositifs sont répercutés sur la facture énergétique des clients. Mais le régulateur britannique estime que le coût des certificats verts sur la facture annuelle d'électricité des consommateurs s'élève à 21 £, soit moins de 2 % du montant moyen de la facture énergétique estimé à 1200 £, et celui des tarifs de rachat à moins d'une livre.

Faits marquants: une évolution vers des tarifs de rachat

Les prix de l'électricité à usage domestique et industriel en 2011 sont inférieurs à ceux de la moyenne des pays de l'Union Européenne.

L'importante baisse des prix des panneaux photovoltaïques à partir de 2009 a conduit le gouvernement à revoir à la baisse le niveau des tarifs de rachat depuis 2010 dans ce secteur pour éviter les effets d'aubaine. Ils ont ainsi été réduits de plus de moitié fin 2011 pour les petites installations de moins de 4 kW. En 2012, la réforme du marché de l'électricité prévoit la mise en place de contrats longs termes avec des tarifs de rachat, afin de garantir aux producteurs d'électricité renouvelable des tarifs stables et indépendants de la volatilité du marché. Dans le cadre du contrat, un prix du MWh appelé « *strike price* » est fixé. Lorsque le cours de l'électricité est inférieur à ce niveau, le producteur bénéficie

d'un complément jusqu'à l'atteindre. Lorsque le cours de l'électricité le dépasse le « strike price », il reverse le surplus.

Les problématiques pour atteindre les objectifs de 2020

Selon les prévisions du ministère de l'énergie, les énergies fossiles continueront d'occuper une part importante du *mix* britannique. Malgré le scénario prévu en 2020 favorable au développement massif des énergies renouvelables, la part du gaz continuera de représenter 35 % du *mix* électrique en 2020 et celle du charbon 15 %.

L'atteinte des objectifs de 2020 implique une augmentation importante de la production d'énergie à base d'énergies renouvelables et nécessite la mise en place d'une politique incitative de développement en particulier dans le secteur éolien.

RÉPONSES DES ADMINISTRATIONS ET DES ORGANISMES CONCERNÉS

Sommaire

Ministre de l'économie et des finances et ministre délégué auprès du ministre de l'économie et des finances, chargé du budget	203
Ministre du redressement productif	204
Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie	208
Ministre de l'enseignement supérieur et de la recherche	219
Président de la commission de régulation de l'énergie (CRE)	220
Président du conseil d'administration de l'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)	238

RÉPONSE COMMUNE DU MINISTRE DE L'ÉCONOMIE ET DES FINANCES, ET DU MINISTRE DÉLÉGUÉ AUPRÈS DU MINISTRE DE L'ÉCONOMIE ET DES FINANCES, CHARGÉ DU BUDGET

Nous tenons tout d'abord à saluer la qualité du travail réalisé par la Cour sur un secteur qui mobilise des financements publics très importants, et dont la perpétuelle mutation nécessite un suivi adapté et approfondi. Ce rapport nous apparaît très riche et très instructif notamment sur les coûts des différentes énergies renouvelables, leur cadre réglementaire et l'impact des différents instruments de soutien.

Nous partageons particulièrement la préoccupation d'efficacité économique et budgétaire mise en avant par la Cour : la forte contrainte sur les finances publiques ainsi que la nécessité de préserver le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises rendent plus que jamais nécessaire de maximiser la valeur pour la collectivité de tout euro public dépensé. Cet impératif d'efficacité doit aussi conduire, comme la Cour le souligne, à veiller à ce que la réglementation n'engendre pas de coûts excessifs. C'est dans cet esprit que le Gouvernement a notamment soutenu les mesures de simplification du cadre réglementaire concernant l'éolien terrestre contenues dans la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

Enfin, le Gouvernement élaborera un projet de loi à l'issue du débat sur la transition énergétique. Soyez assuré que nous veillerons à ce que ce rapport ait, à côté d'autres travaux, notamment ceux issus du débat, toute sa place dans la réflexion gouvernementale.

RÉPONSE DU MINISTRE DU REDRESSEMENT PRODUCTIF

A titre liminaire, au-delà de la rigueur d'analyse et de la qualité de réalisation du rapport que je tiens à saluer, je souligne combien ce travail d'enquête et de réflexion critique sur les leviers d'action publique dans le domaine des énergies renouvelables était nécessaire et parvient à point nommé. Il est en effet crucial que le gouvernement dispose de toutes les expertises possibles des dispositions existantes en matière de soutien aux énergies renouvelables dans le contexte de la préparation du projet de loi de programmation sur la transition énergétique à l'issue du débat national éponyme.

Ma lecture et les observations qui suivent sont dictées par la prise en compte des enjeux industriels dans les décisions publiques liés à l'irruption de ces nouveaux modes de production dans le mix énergétique mondial, européen et national. Il s'agit, à la lumière d'une évaluation rigoureuse, de guider les choix publics pour concilier les impératifs de redressement industriel du pays avec l'atteinte des objectifs de politique énergétique en relation avec les engagements internationaux de la France et de ses propres choix.

1. Le rapport de la Cour conforte les analyses du ministère sur de nombreux points

Le travail de recoupement et de mise en perspective des dispositifs de soutiens publics aux trois énergies renouvelables met en lumière le défaut de vision globale en la matière qui prévalait jusqu'alors et apporte ainsi une analyse objective des incontestables faiblesses de ces dispositifs.

Il confirme que le coût des aides, exponentiel depuis trois ans et qui pèse déjà sur la compétitivité globale de notre appareil productif, souffre d'un déséquilibre structurel en faveur du déploiement de technologies encore peu matures et souvent importées au détriment du soutien à une offre compétitive qui concilierait efficacité des solutions et retombées industrielles, en termes d'activité et d'emplois sur le territoire.

Plus en détail, je prends acte des constats de la Cour sur les points suivants :

- les tarifs de rachat (2 G€ en 2012) et le crédit d'impôt développement durable (2,5 G€) ont pesé à eux seuls cinq fois le total des soutiens à l'offre, sur la période 2005-2011 ;

- l'effort engagé ne semble pourtant pas suffire à satisfaire nos obligations nationales (« paquet Énergie Climat » fixant un taux de 23 % minimum d'énergie finale d'origine renouvelable en 2020) ;

- les objectifs environnementaux ont été parfois atteints au détriment des objectifs économiques ;

- le contraste est important entre l'effort consenti en faveur de certaines technologies et leur contribution effective aux objectifs globaux des politiques publiques : le solaire photovoltaïque occupe deux tiers des efforts pour une contribution au mix électrique de l'ordre de 1 % du productible en 2012. Inversement, l'hydroélectricité qui contribue à 10 % de ce mix et dispose de potentiels de développement significatifs en France ne reçoit quasiment pas de soutien public ;

- les mesures de soutien à l'offre, qui n'oublient aucune technologie, ne se fondent pas sur une appréciation suffisamment rigoureuse de leurs coûts et de leurs performances attendues.

S'agissant des outils de pilotage, le rapport pointe une insuffisance de l'appareil statistique et méthodologique de l'Etat, qui devrait mesurer les performances économiques des différentes filières, y compris les emplois et la valeur ajoutée réalisée en France. Je partage entièrement ce constat.

Dans ce cadre, l'exploration par la Cour d'une alternative de mesure des coûts plus pragmatique que la méthode tutélaire en matière d'énergie dite « LCOE[206] » doit être soutenue car elle aide à une approche fondée sur des coûts réels déclarés par des industriels.

2. La plupart des préconisations du rapport appellent une mise en œuvre sans réserve sauf une mesure qui appelle une certaine vigilance du point de vue des impératifs de soutien à l'activité industrielle en France

Parmi les préconisations de la Cour, je souhaite marquer mon soutien sans réserve aux cinq propositions suivantes :

- renforcer l'appareil public de mesure des performances des technologies et des filières (1) ;

- renforcer le pilotage des politiques et de leurs instruments opérationnels (7) ;

- simplifier le régime juridique applicable à la production d'énergies renouvelables (4) ;

- réformer les appels d'offres en énergies renouvelables (6) ;

- mieux prendre en compte les interactions des ENR avec le réseau (5).

En particulier, la révision du cadre actuel régissant les appels d'offres pour la production d'énergie apparaît comme un levier particulièrement

[206] « Levelized Cost of Electricity » : coûts moyens actualisés sur la durée de vie en parité de pouvoir d'achat par MWh.

pertinent d'amélioration de l'efficacité globale du système et de réduction des coûts.

Les innovations de procédure introduites en 2004 dans les directives européennes régissant la commande publique[207] (notamment le dialogue compétitif et le mécanisme de l'accord cadre) pourraient utilement s'appliquer aux grands appels d'offres. Ces procédures, conçues pour faciliter la diffusion des innovations et optimiser le partage du risque entre la personne publique et les industriels, méritent un examen approfondi pour une éventuelle implémentation dans le code de l'énergie. Il s'agit de réduire le coût du risque, qui pèse lourdement sur les projets et donc sur l'État, sans renoncer aux bénéfices de l'innovation en termes de réduction des coûts unitaires.

En revanche, l'une des propositions, qui consisterait à « concentrer l'effort sur les technologies les plus efficientes (2 et 3) », appelle une réserve partielle de ma part.

Cette préconisation résulte de l'analyse détaillée des performances intrinsèques des technologies, dont le contenu n'est pas contesté. On ne peut que souscrire à son principe, mais son exécution doit être appliquée avec discernement.

Ainsi, le choix indifférencié d'une technologie efficace mais sans aucune base de production en France pourrait conduire à creuser nos importations comme ce fut le cas du solaire photovoltaïque. Elle pourrait aussi conduire à soutenir à l'excès des technologies matures donc moins chères à court terme mais à moindre potentiel de progrès. C'est par exemple le cas de l'éolien terrestre, qu'il convient de développer mais aussi de relayer par des formes plus innovantes (éolien en mer, hydrolien, etc..). De même, la ressource provenant de la biomasse, qui présente un très bon profil coût/rendement, pourrait décevoir à l'avenir (coût croissants, conflits d'usage, voire affaiblissement de notre filière industrielle sur lequel une concurrence européenne et mondiale s'intensifie).

A l'inverse, le solaire thermique, assez mal classé pour sa médiocre efficacité apparente (coût élevé de la tonne de carbone évitée), repose sur une filière industrielle française solide et exportatrice, appuyée sur un savoir-faire historique construit autour du vecteur caloporteur « eau ». Le niveau des soutiens publics doit, dans ce cas, se réduire progressivement pour laisser toute sa place à une compétition ouverte (mais loyale), cette évolution doit se faire en préservant l'outil industriel en l'aidant à s'adapter si nécessaire.

Il en va de même pour les énergies marines ou le solaire à hautes performances, mal classés à ce jour au plan du ratio coût-rendement, mais

[207] Directives 2004-17 et 2004-18 du 31 mars 2004 portant coordination des règles des marchés publics.

qui pourraient présenter un meilleur bilan en 2020 à condition de conjuguer baisse des coûts par la R&D et création d'une base industrielle exportatrice solide.

Enfin, la dernière préconisation relative à la rationalisation des soutiens publics à l'innovation mérite un examen attentif. Le besoin d'une rationalisation des dispositifs de financement, jugés trop complexes par ses bénéficiaires eux-mêmes, est incontestable. En pratique, il convient d'éviter deux écueils :

- *réduire l'incitation à la recherche collaborative impliquant les industriels ;*
- *ralentir la dynamique de projets concrets pendant la mise en œuvre des réformes de structure, en absorbant les ressources des équipes concernées (chez les opérateurs et dans les ministères).*

En conclusion, le projet de rapport met en lumière le coût public excessif du soutien aux énergies renouvelables au regard des résultats obtenus. Une rationalisation des dispositifs est nécessaire pour protéger l'appareil productif national d'un risque devenu majeur de hausse des prix de l'énergie, notamment de l'électricité, compromettant un des rares avantages compétitifs de notre économie. Je rejoins par conséquent la conclusion principale du rapport : organiser le soutien aux énergies renouvelables autour d'une offre industrielle compétitive par l'innovation et une programmation raisonnée des investissements, cibler les technologies les plus prometteuses en valeur ajoutée en France.

RÉPONSE DU MINISTRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE

Je tiens tout d'abord à souligner le travail approfondi et rigoureux des magistrats de la Cour, dont le rapport présente de manière particulièrement claire et accessible des sujets complexes et insuffisamment étudiés sous l'angle financier. La Cour a procédé à un recensement exhaustif et détaillé des différents coûts des énergies renouvelables et des dispositifs de soutien mis en place par le Gouvernement. Le rapport se focalise principalement sur les énergies renouvelables électriques et, dans une moindre mesure, sur la chaleur renouvelable. Le sujet des biocarburants n'est pas évoqué, la Cour soulignant qu'ils ont fait l'objet d'un rapport public thématique en 2012.

La Cour rappelle que la France s'est engagée sur une trajectoire de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre par un facteur quatre à l'horizon 2050. Elle indique que la politique mise en œuvre dans ce but a permis d'obtenir des résultats et de situer la France au même niveau que ses partenaires européens en termes de réalisation de ses objectifs. La Cour conclut que les objectifs que s'est, pour l'heure, fixés la France à l'horizon 2020 sont atteignables mais nécessiteront des efforts.

La Cour formule par ailleurs plusieurs recommandations qui alimenteront les travaux du Gouvernement, notamment dans le cadre de l'élaboration du projet de loi sur la transition énergétique. Certaines font déjà l'objet de mesures.

Lors de la Conférence environnementale pour la transition écologique des 14 et 15 septembre 2012, le Président de la République a souhaité engager la France dans une transition énergétique fondée sur l'efficacité énergétique et sur le développement des énergies renouvelables. C'est dans ce contexte que s'inscrit la politique du Gouvernement.

La lecture du rapport de la Cour appelle de ma part les remarques suivantes :

Concernant les statistiques :

La Cour recommande de mettre en place un dispositif centralisé du suivi statistique, permettant de mieux éclairer les décisions, notamment en matière de connaissance des coûts de production, des emplois et des marchés. Même si ce constat peut être globalement partagé, il n'est cependant pas certain qu'un dispositif centralisé soit la meilleure solution pour y parvenir.

Comme indiqué dans le rapport, il est exact que la collecte et l'analyse des données statistiques sur l'énergie, y compris les énergies renouvelables, est actuellement répartie entre plusieurs entités (Commissariat général au développement durable - Service de l'observation

et des statistiques (CGDD-SOeS), ADEME, CEREN, INSEE, etc.) et que, pour une partie des acteurs de la filière, le dispositif peut paraître peu lisible, voire en partie redondant.

Cependant, 1'INSEE et le CGDD-SOeS partagent les mêmes définitions et les mêmes méthodes. Il n'est donc pas tout à fait exact d'affirmer qu'il n'y a pas de coordination ou de définitions communes, à tout le moins au sein de la statistique publique. Le rapport déplore le croisement de sources statistiques, voire le recours à des données d'organisations professionnelles ; or c'est une pratique de synthèse courante, qui permet d'alléger la charge de réponse des entreprises. Par ailleurs, lorsqu'elles sont utilisées par la statistique publique, les données des organisations professionnelles ont été expertisées et validées. Le partage des rôles en matière de statistiques énergétiques entre l'INSEE et le SOes est clairement défini. Entre l'ADEME et le SOes, des réunions régulières permettent de tendre vers une compréhension mutuelle et une optimisation des ressources.

La fixation d'objectifs nationaux ambitieux pour le développement des énergies renouvelables à des horizons 2020, 2030, voire 2050, et plus généralement, la transition énergétique engagée par le Gouvernement, demandent un suivi aussi fiable que possible. Conscient des enjeux et des marges de progrès, le CGDD a demandé au Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) de réaliser une mission d'inspection sur les statistiques de l'énergie. Cette mission devrait rendre ses conclusions en janvier 2014, avec notamment une cartographie précise de la collecte de statistiques énergétiques. Elle permettra de déterminer les changements à apporter à l'organisation actuelle.

Il convient enfin de distinguer les statistiques, à proprement parler (sur les énergies renouvelables, la production d'énergie, la puissance installée, le nombre d'équipements, d'emplois...), qui peuvent faire l'objet de collecte de données, des analyses de coût de production ou de rentabilité, qui relèvent d'une autre logique.

Concernant la compétitivité des filières EnR :

Le soutien public aux filières renouvelables est nécessaire pour les accompagner vers la maturité technologique et économique et la compétitivité. Ce soutien doit faciliter la levée des différents verrous techniques et économiques, dans une perspective de réduction de coûts de ces technologies. Plus les technologies sont à un stade précoce de développement, plus les verrous sont de nature technique. Leur levée nécessite donc des actions de R&D qui sont également soutenues par l'Etat dans le cadre de programmes spécifiques. Il peut s'agir d'aides ciblées (fonds démonstrateurs) ou d'aides transverses (crédit d'impôt recherche par exemple). Lorsque les technologies sont au stade du déploiement commercial, les verrous sont davantage d'ordre technico-économique. Les leviers résident alors dans l'optimisation industrielle ou le modèle d'affaire.

Le soutien de l'Etat au déploiement des EnR a vocation à répondre à cet objectif, ainsi qu'à l'atteinte des objectifs nationaux de pénétration des EnR dans le mix énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Compte tenu des perspectives d'amélioration de la compétitivité de ces filières, le coût du soutien public, rapporté à l'énergie produite par ces technologies, a vocation à se réduire.

Il existe aujourd'hui de grandes disparités de maturité et de coût entre les filières de production d'énergies renouvelables électriques. A l'exception de l'hydraulique, leur déploiement ne pourrait pas se faire sur le seul critère de compétitivité dans un fonctionnement de marché. Les mécanismes incitatifs mis en place en conséquence sont spécifiques à chaque filière et doivent faire l'objet d'adaptations périodiques pour tenir compte des évolutions techniques et économiques. Ils sont guidés par la volonté d'assurer à ces technologies la rentabilité minimale nécessaire à leur déploiement. Le choix entre les différents outils de soutien dépend de la maturité technologique, de la compétitivité et des retombées en termes de valeur ajoutée en France et en Europe, au regard des caractéristiques de la chaîne de valeur de chaque énergie et de nos avantages comparatifs.

Ainsi, les recommandations de la Cour confortent les principes généraux qui guident la politique du Gouvernement en faveur des énergies renouvelables. Elles doivent être développées, selon leur degré de maturité, en priorité dans les secteurs les plus dépendants des énergies fossiles, et, dans une perspective de diversification des sources d'approvisionnement, dans le secteur de l'électricité pour répondre à l'objectif de réduction de la part du nucléaire fixé par le Président de la République.

Concernant la chaleur renouvelable :

Le nombre de réseaux alimentés par des énergies renouvelables est en croissance rapide depuis 2008. Cela est dû à une disposition de la loi portant engagement national pour l'environnement prévoyant que les réseaux qui utilisent plus de 50 % d'énergies renouvelables peuvent appliquer un taux réduit de TVA. Les réseaux de chaleur auraient probablement mérité plus de place dans le rapport de la Cour, notamment sur la problématique de leur création, l'obligation de raccordement, l'utilisation d'énergies renouvelables - dont la géothermie - pour les alimenter, le développement de nouveaux services, etc.

Comme l'a noté la Cour, les dispositifs de soutien à la chaleur renouvelable, en particulier le fonds chaleur, sont efficients. Malgré un vif succès du fonds chaleur, seuls 10 % de l'objectif national sont aujourd'hui atteints, avec un coût pour la puissance publique très faible : 38,8 €/tep soit 3,3 €/MWh..

La pérennité du financement de ce dispositif est essentielle et fera l'objet de toute mon attention. Pour l'instant, le coût en €/tep produite est

plus faible que prévu ce qui permet d'être globalement en ligne avec les objectifs 2012 malgré un budget plus faible (853 €/tep en 2011 contre 1 123 €/tep prévu). Pour atteindre les objectifs fixés lors du Grenelle de l'environnement, 520 ktep/an de projets nouveaux en moyenne seraient nécessaires sur les huit prochaines années. Sur la base d'une hypothèse conservatrice de stabilité du coût en €/tep, la dotation du fonds devrait être de 445 M€ par an.

Au demeurant, les projets les moins complexes et les plus rentables ayant été réalisés en priorité, le niveau de soutien public nécessaire à l'émergence de nouveaux projets pourrait avoir tendance à augmenter. Par ailleurs, le coût moyen actuel repose sur une proportion plus forte que prévu de biomasse et plus faible de solaire thermique, dont le coût est plus élevé, A côté du financement des projets stricto sensu, il serait opportun de prévoir un renforcement de la communication et de l'animation pour faire émerger les projets. Le budget souhaitable serait donc d'environ 500 M€/an jusqu'en 2020, soit un doublement par rapport à la dotation actuelle.

La biomasse, principale filière contributrice à l'atteinte de notre objectif de production d'énergies renouvelables, nécessite des efforts importants de mobilisation des ressources forestières. Plusieurs mesures prévues dans le cadre du futur plan forêt-bois, telles que la mise en place d'un partenariat public-privé pour réaliser une veille économique sur la chaine de valeurs des marchés de la filière bois ou l'obligation de gestion durable des forêts pour bénéficier des avantages fiscaux devraient contribuer à stimuler l'offre de biomasse.

Concernant l'éolien terrestre :

Parmi les énergies renouvelables électriques, l'éolien terrestre est une priorité forte. Comme le souligne la Cour dans son rapport, l'éolien terrestre est proche de la compétitivité avec un coût de production pouvant atteindre 62 €/MWh pour les zones géographiques les plus propices. L'Etat s'est fixé un objectif ambitieux de développement de l'éolien terrestre à l'horizon 2020. A ce jour, le développement de l'éolien terrestre est presque en ligne avec la trajectoire de développement prévue dans le cadre du plan national d'action en faveur des énergies renouvelables, mais connaît en ce moment un ralentissement. L'effort doit être poursuivi tout en permettant encore à l'éolien terrestre de réduire ses coûts.

Dans cette perspective, le Gouvernement a engagé des mesures de simplification administrative propices au développement de l'éolien terrestre et va les poursuivre. La Cour indique que l'élaboration d'une nouvelle doctrine homogène s'est faite au prix d'un empilement de dispositions réglementaires diverses qui alourdit l'ensemble des démarches à accomplir pour un porteur de projet. Je tiens à rappeler que le Gouvernement, comme il s'y était engagé, a supprimé le dispositif des zones de développement de l'éolien (ZDE). Dorénavant, l'obligation d'achat pour les parcs éoliens

terrestres est accordée sans condition d'implantation, ni condition sur le nombre de machines faisant partie du parc. Tout projet éolien peut donc bénéficier de l'obligation d'achat. En particulier, le décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité ne s'applique pas. Par ailleurs, dans le cadre des Etats généraux de la modernisation du droit de l'environnement, une expérimentation de permis unique (ICPE et permis de construire, voire autres autorisations environnementales) sera lancée pour le cas spécifique de l'éolien terrestre. Le Gouvernement examinera les pistes permettant de simplifier les démarches des porteurs de projets, dans un objectif de simplification des procédures.

Concernant l'éolien off-shore :

L'éolien en mer bénéficie d'un potentiel de développement important. Cette technologie, encore peu mature en France, doit être accompagnée et permettre le développement d'une industrie nationale forte et à terme exportatrice. C'est l'objet des appels d'offres lancés par le Gouvernement en juillet 2011 et plus récemment, en avril 2013. Les lauréats du premier appel d'offres ont été annoncés le 6 avril 2012. Il s'agit d'Eolien Maritime France, consortium mené par EDF, pour les lots de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire, et d'Ailes Marines SAS, consortium mené par Iberdrola, pour le lot de Saint-Brieuc.

Je tiens à souligner que la décision du Gouvernement concernant les quatre zones retenues s'appuie sur la conviction qu'une filière industrielle pérenne doit s'appuyer sur plusieurs acteurs structurants, que l'effort industriel et donc le risque associé doit être réparti sur différents opérateurs, afin de s'assurer que les objectifs fixés seront respectés dans la durée. Ce choix permet aussi de garantir la sécurité d'approvisionnement et de bénéficier de l'expérience d'opérateurs étrangers dans ce domaine.

En termes de procédure, la Cour indique que la décision de développer une filière éolienne off-shore ne se serait appuyée sur aucune évaluation économique approfondie. Il convient de nuancer et compléter cette analyse, car la rédaction du cahier de charges du premier appel d'offres a fait l'objet d'une consultation large pilotée par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), qui a consolidé les contributions des services ministériels (direction des affaires juridiques, direction des affaires maritimes, direction de l'eau et de la biodiversité, services déconcentrés), de services interministériels (DGCIS, CGI, DG Trésor), de l'ADEME, de la CRE ainsi que d'acteurs externes à l'administration (syndicats professionnels, pôles de compétitivité, industriels, énergéticiens, institutions financières, etc.).

Après un premier cycle de concertations intra-administration, une première version du cahier des charges a été soumise à une consultation

publique durant le mois de février 2011. Les réponses formelles à cette consultation, de nature contradictoire et complémentaire dans leur ensemble, ont permis à la DGEC de revoir de nombreuses clauses. L'ensemble du cahier des charges, avec des nouvelles propositions et questions, a fait l'objet d'un travail de double expertise sur les aspects industriels et financiers pendant le mois de mars 2011 par le cabinet Ernst & Young, qui a mobilisé ses experts européens en la matière. La décision de lancer l'appel d'offres a été prise, par le précédent Gouvernement, sur la base d'un dossier documentaire consistant, retraçant l'ensemble des enjeux qui pouvaient être définis à ce stade du développement de la filière.

La Cour émet des réserves quant au potentiel de développement de l'industrie française à l'export. Il faut noter que les industriels français sont confiants quant à la possibilité de prendre part au marché britannique. Par ailleurs, dans un rapport du DECC britannique intitulé « Electricity market reform : delivering UK investment » paru en juin 2013, l'objectif de développement retenu pour l'éolien off-shore est de 8 à 16 GW en 2020. C'est un objectif important qui offre des possibilités aux acteurs français.

Le second appel d'offres doit permettre de renforcer le développement de l'industrie française dans la continuité du premier appel d'offres. A l'avenir, des améliorations sont possibles, notamment pour une meilleure évaluation des risques en amont. Le Gouvernement intégrera ces pistes d'optimisation à ses réflexions.

Concernant le solaire photovoltaïque :

La Cour a souligné les difficultés connues par le passé par la filière photovoltaïque. Les arrêtés tarifaires prévoient désormais des mécanismes d'ajustement automatique des tarifs d'achat aux volumes d'entrée en file d'attente, permettant de la réactivité et de la flexibilité au dispositif, ce qui doit permettre d'éviter les phénomènes de bulles rencontrés en 2009 et 2010.

Les mesures d'urgence prises à l'issue de la Conférence environnementale visent à relancer la filière solaire dans un contexte international difficile, en s'appuyant sur un dispositif de tarif d'achat pour les installations de moins de 100 kWc et d'appels d'offres pour les installations les plus grandes.

Les appels d'offres visent à permettre un équilibre entre le développement à terme d'une filière industrielle innovante et compétitive, notamment à l'export, l'amélioration des performances énergétiques et environnementales et la maîtrise de la hausse du coût pour les consommateurs d'électricité.

Les pistes d'optimisation évoquées par la Cour alimenteront les réflexions du Gouvernement dans le cadre des suites à donner au débat national sur la transition énergétique.

Concernant le biogaz :

Si la contribution de la filière biogaz à la production d'électricité et de gaz renouvelables reste encore mineure (1,3 % à fin 2011 pour l'électricité), le développement de cette filière prometteuse doit être encouragé. L'objectif du Gouvernement est de développer en France, à l'horizon 2020, 1 000 méthaniseurs à la ferme. Pour atteindre cet objectif, le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a annoncé le 29 mars 2013, conjointement avec le ministère de l'agriculture, de l'agroalimentaire et de la forêt, le lancement du plan « Énergie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA) ».

Ce plan s'inscrit dans une logique :

- de démarche agronomique fondée sur le respect de l'équilibre de la fertilisation, la réduction globale du recours aux intrants et la substitution de l'azote minéral par l'azote issu des effluents d'élevage ;

- de développement de la production d'énergies renouvelables dans le cadre de la transition énergétique de notre pays ;

- de gestion des déchets biologiques (réduction de leur mise en décharge, conformément aux objectifs européens).

Le plan EMAA permettra une « gestion globale de l'azote » sur les territoires, en valorisant l'azote organique et en diminuant la dépendance de l'agriculture française à l'azote minéral, pour une agriculture à la fois plus compétitive et plus écologique. Cela réduira les coûts de fertilisation, limitera la pollution liée à l'azote en mettant à profit les excédents d'azote organique et réduira le recours aux engrais minéraux. Ce plan vise également à développer un modèle français de méthanisation agricole, privilégiant des installations collectives, des circuits d'approvisionnement courts et des technologies et savoir-faire français.

Concernant l'Outre-mer :

Compte tenu de la spécificité des Outre-mer, la Cour pourrait privilégier une méthode d'évaluation en termes de coûts évités à la collectivité, grâce à la production d'énergie renouvelable locale, dans un contexte de péréquation tarifaire de l'électricité et de CSPE.

En particulier, la Cour pourrait souligner que le soutien à la géothermie dans les îles volcaniques que sont la Réunion, la Martinique et la Guadeloupe, qui en sont abondamment dotées, paraît d'autant plus judicieux qu'il peut faciliter le développement d'une filière industrielle française au profit, par exemple, des îles Caraïbes qui connaissent à peu près la même problématique.

Concernant la recherche et développement dans le secteur des énergies renouvelables :

Le soutien à la recherche est un des axes majeurs de la politique publique en matière de nouvelles technologies de l'énergie, dans l'objectif d'accompagner les filières correspondantes vers la maturité et la compétitivité. Les montants investis en R&D ont progressé continuellement depuis 2002, et le budget annuel en 2011 est cinq fois plus important qu'en 2002. En 2011, le budget de R&D dépensé dans les nouvelles technologies de l'énergie a ainsi dépassé celui dépensé dans le nucléaire. La recherche sur l'énergie en France a été marquée en 2012 par la montée en puissance des Investissements d'Avenir, notamment par le démarrage de nombreux projets de démonstration et par la labellisation des Instituts d'Excellence des Energies Décarbonées (IEED). Les moyens investis dans la R&D seront donc maintenus à un niveau élevé dans les prochaines années pour couvrir l'ensemble de la chaîne de valeur de l'innovation.

Concernant l'évolution des dispositifs de soutien :

Le rapport de la Cour met en évidence des pistes d'améliorations des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables. Comme je l'ai indiqué à titre liminaire, les dispositifs de soutien mis en place visent à soutenir le développement des énergies renouvelables tout en s'adaptant au degré de maturité et de compétitivité de chacune.

Des améliorations sont toutefois possibles, pour mieux prendre en compte notamment l'efficacité du soutien, en termes d'emplois générés ou de coût pour la collectivité. Par ailleurs, les énergies renouvelables électriques étant amenées à jouer un rôle important dans le cadre de la transition énergétique, leur intégration progressive au marché de l'électricité doit être examinée.

Ces pistes de réflexions alimenteront les travaux du Gouvernement dans le cadre de la préparation du projet de loi sur la transition énergétique et de ses textes d'application et pourront être utilisées dans une perspective européenne, notamment franco-allemande.

Concernant l'élargissement de la CSPE à d'autres énergies :

Dans son rapport de juin 2012 sur la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), la Cour des comptes préconisait de revoir le principe du financement par le seul consommateur d'électricité des charges de soutien aux énergies renouvelables compensées par la CSPE. Cette préconisation est reprise dans ce rapport.

L'élargissement de la CSPE à d'autres énergies que l'électricité a également été évoquée par les parties prenantes du Débat national sur la transition énergétique (DNTE), mais sans que cette proposition ne fasse consensus. La CSPE actuelle est construite selon le principe que les consommateurs d'électricité paient pour les charges de service public de

l'électricité. Cette approche a l'avantage de garantir que les factures d'électricité reflètent bien l'ensemble des coûts du système électrique, et en assurent la lisibilité. Elle présente toutefois l'inconvénient de faire financer le développement des énergies renouvelables électriques à partir de l'électricité, largement décarbonée en France du fait du parc nucléaire. Ainsi elle pèse sur la facture des consommateurs d'électricité, qui subissent par ailleurs d'autres effets haussiers du fait notamment de la hausse des investissements dans les réseaux et le parc de production.

Un élargissement de l'assiette de la CSPE supposerait un changement de logique : il s'agirait de faire financer l'ensemble, ou du moins une part plus grande, des coûts de la transition énergétique (et de son accompagnement à travers les tarifs sociaux) par l'ensemble des consommations d'énergie. Les charges financées par la CSPE auraient alors vocation à inclure, non seulement le développement des renouvelables électriques, mais aussi - au moins en partie - celui des renouvelables thermiques. A l'inverse, certaines charges spécifiques à l'électricité, comme la péréquation tarifaire électrique devraient rester financées par le seul consommateur d'électricité.

Cet élargissement induirait néanmoins des transferts importants sur les autres énergies. L'acceptabilité d'une telle réforme par les ménages devrait donc être soigneusement étudiée, de même que son impact sur la question des grands équilibres entre énergies. Il convient en toute hypothèse d'être vigilant aux transferts qui s'opéreraient entre consommateurs. Les ménages ayant les augmentations de facture les plus fortes seraient les ménages possédant une voiture et chauffés au fioul domestique ou au gaz. Les transferts entre consommateurs se feraient ainsi plutôt à l'avantage des « urbain » (utilisation moindre du véhicule et chauffage par énergies de réseaux) et au détriment des « ruraux » (utilisation contrainte du véhicule et chauffage au fioul plus répandu).

Ces réflexions doivent, en tout état de cause, être menées conjointement avec celles que le Gouvernement a entreprises sur la fiscalité écologique.

Concernant le renforcement du rôle du marché de l'électricité :

La Cour relève que le développement des énergies renouvelables, prioritaires à l'injection et dont la rémunération est décorrélée du prix de gros, déstabilise les marchés européens de l'électricité.

Une réflexion sur l'évolution du mode de soutien aux énergies renouvelables électriques est en effet nécessaire, afin de réduire les dysfonctionnements aujourd'hui observés sur le marché de gros (prix de gros ne couvrant plus les coûts des installations de base, épisodes de prix négatifs).

En France, comme dans la plupart des pays européens, les EnR sont aujourd'hui rémunérées par un tarif d'achat garanti (financé hors marché par les consommateurs). Les exploitants d'EnR ont donc toujours intérêt à produire, quel que soit le prix de marché. Ceci a pour effet de déplacer la courbe de l'offre électrique et fait ainsi baisser les prix de marché par éviction de l'électricité la plus chère. Tant que les volumes injectés restaient faibles, ce système de soutien n'avait que peu d'influence sur les prix. Toutefois, ces cinq dernières années, les capacités renouvelables se sont fortement développées et les volumes injectés sont devenus conséquents, avec un impact plus important et plus visible sur les prix.

Concernant la comparaison avec les dispositifs européens :

Comme le note la Cour, il existe d'autres dispositifs en Europe, qui peuvent constituer des sources d'inspiration même s'ils ont leurs limites propres.

En ce qui concerne les certificats verts, leur vente procure un revenu additionnel pour le producteur, mais cette rémunération peut s'avérer très volatile en fonction de l'adéquation de l'objectif (voir la situation actuelle sur le marché des quotas de CO2). Le Royaume-Uni et l'Italie, qui avaient adopté ce système, ont fini par l'abandonner. De plus, le dispositif est peu adapté pour fixer des objectifs de développement différenciés par filière.

Concernant les primes additionnelles au prix de marché, le principe est de substituer au prix d'achat garanti une prime additionnelle en €/MWh, qui vient s'ajouter au prix de marché. L'objectif est d'inciter les producteurs d'électricité renouvelable à optimiser davantage leur production pour maximiser leur revenu et en particulier à être disponibles pendant les périodes de forte demande. Néanmoins, comme la prime est délivrée seulement quand l'installation produit, elle peut constituer une incitation à produire le plus possible, y compris en période de demande faible.

Un système de prime à la capacité (en €/MW) pourrait être envisagé : la production électrique serait vendue au prix de marché et les producteurs recevraient une prime à la capacité qui permettrait de couvrir une partie des investissements (CAPEX). Les coûts opérationnels (OPEX) fixes seraient couverts par les revenus de la vente de la production sur le marché (constituant la rente infra-marginale). Cette solution, davantage que les précédentes, permettrait d'inciter les producteurs à optimiser la production d'énergie renouvelable tout en donnant de la visibilité sur les revenus pour couvrir les coûts d'investissements. Elle présente l'inconvénient, vu des producteurs, d'une exposition totale au prix de marché, ce qui n'est pas forcément adapté pour les petits producteurs et les développeurs.

Pour autant, aucune des solutions précédentes ne permet d'apporter une réponse totalement satisfaisante aux dysfonctionnements décrits plus haut sur les marchés de l'électricité. En effet, la plupart des énergies renouvelables électriques ont des coûts opérationnels variables faibles (c'est

le cas par exemple de l'éolien, du photovoltaïque et de l'hydraulique « au fil de l'eau » qui n'ont pas de coût de combustible).

Ainsi, quand bien même leur production serait totalement intégrée au marché, ces énergies continueront de déplacer la courbe de l'offre, au détriment des moyens de production ayant des coûts opérationnels variables plus élevés, qui seront amenés à fonctionner moins longtemps. La perte de rentabilité qui en résulte est susceptible de poser des problèmes de sécurité d'approvisionnement à terme, si ces capacités venaient à fermer, en particulier au moment des pointes de consommation.

Cela implique également de réformer le marché électrique, notamment pour mieux prendre en compte les enjeux de puissance (MW). La réforme des marchés de capacité, engagée par la France, doit aussi permettre de donner un coût à l'intermittence, aux pointes de demandes, au stockage, à l'effacement de demande ou au capacité de pointe et de semi base (back up).

RÉPONSE DE LA MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE

Ce rapport très complet me semble remarquablement bien documenté et permettra d'alimenter les réflexions et travaux conduits dans le cadre du débat national sur la transition énergétique et nourrira la traduction législative qui en sera donnée.

La seule observation générale que je souhaite formuler a trait au rôle de la recherche.

Le rapport souligne à juste titre la nécessité de miser sur la recherche à travers une observation qui est aussi une recommandation : « Miser sur la recherche pour répondre aux enjeux stratégiques paraît donc indispensable pour placer ainsi la France en tête de la maîtrise industrielle et donc commerciale des énergies renouvelables futures ».

Je souhaite en effet que le rôle de la recherche soit pleinement intégré au débat national sur la transition énergétique, notamment parce que celle-ci devra nécessairement s'appuyer sur la levée de plusieurs verrous technologiques et sur des avancées scientifiques, tant pour le développement des filières d'énergies renouvelables que pour leur intégration dans des systèmes complets (gestion de l'intermittence ainsi que de leur caractère décentralisé, stockage, interopérabilité des vecteurs).

Je souhaite également apporter la précision suivante.

Elle a trait au rôle de l'Alliance ANCRE, dont l'action structurante doit être saluée. Cette Alliance vise à coordonner les acteurs de la recherche publique dans le domaine de l'énergie, et à proposer une programmation scientifique et technique sur la base d'une feuille de route stratégique. Cette feuille de route constituera la contribution de l'Alliance à la stratégie nationale de recherche prévue par la loi d'orientation sur l'enseignement supérieur et la recherche qui vient d'être adoptée par le Parlement, et dont j'ai présenté les grandes lignes sous la forme d'un agenda stratégique « France Europe 2020 » le 21 mai 2013.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (CRE)

1 - *Missions et rôle de la CRE dans la politique publique en faveur du développement des énergies renouvelables*

Ce paragraphe a pour objet de rappeler précisément les champs d'intervention et de compétence que le code de l'énergie confie à la CRE dans le cadre de la mise en œuvre de la politique publique en faveur du développement des énergies renouvelables.

1.1 Sur les appels d'offres prévus par la programmation pluriannuelle des investissements

Les appels d'offres sont régis par les dispositions du décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour des installations de production d'électricité.

1.1.1 - L'efficacité des appels d'offres tient aux conditions dans lesquelles Ils sont engagés

II y a lieu de privilégier les appels d'offres dès lors que les conditions d'une concurrence effective sont réunies

Le principal intérêt des appels d'offres par rapport à un tarif d'achat réside dans la révélation d'un prix de vente de l'électricité représentatif des conditions technico-économiques spécifiques de la filière concernée. La concurrence entre les producteurs les oblige en effet à prendre en compte leurs coûts de production réels et demander une rémunération normale des capitaux investis sous peine de ne pas être désignés lauréats.

Cette procédure permet donc d'éviter à la puissance publique l'exercice de fixation du niveau des tarifs d'achat sur la base d'une collecte difficile des coûts de production – lesquels ne sont d'ailleurs que des données déclaratives de la part des producteurs- et d'un niveau de rémunération normatif et uniforme des capitaux investis. Elle permet en outre d'intégrer de manière individualisée les autres sources de financement (subventions locales, défiscalisation, etc.) et la diversité des montages financiers. De plus, l'appel d'offre permet de prendre en compte des exigences plus ciblées quant aux caractéristiques essentielles des projets (technologie, localisation, impact environnemental, etc.) Enfin, les appels d'offres permettent de soutenir le développement d'une filière d'une façon mieux contrôlée, en fixant ex ante des objectifs en volume en échange d'une incertitude, maitrisable en situation de concurrence effective, sur le coût global de l'opération.

De manière plus spécifique, lorsque s'exerce une contrainte sur la ressource (comme la biomasse et le biogaz), les appels d'offres permettent de disposer à un instant donné de l'ensemble des projets susceptibles d'être développés. Les pouvoirs publics disposent ainsi de la cartographie des contraintes d'approvisionnement qui s'exercent sur le territoire, et peuvent dès lors procéder à une répartition géographique judicieuse des projets soutenus. Cependant, l'appel d'offres ne permet pas d'avoir une vision exhaustive de la contrainte sur la ressource, qui peut être utilisée par des projets chaleur, des projets hors dispositif de soutien, etc.

Pour ces raisons, le recours aux appels d'offres est préférable dès lors que les conditions d'une réelle pression concurrentielle sont réunies (atomicité de l'offre, attractivité supérieure à l'objectif recherché, critères de sélection discriminants et non discriminatoires) et qu'il n'existe pas, en parallèle, un tarif d'achat susceptible de permettre aux producteurs d'arbitrer. Dans ce cas de figure, le « prix » doit être le principal critère d'évaluation des offres et il doit être réellement discriminant : il internalise en effet la plupart des contraintes et des risques auxquels le candidat est soumis.

A l'inverse, lorsque les conditions d'une concurrence effective ne sont pas remplies, les appels d'offres donnent des résultats contraires à ceux poursuivis. Ainsi, dans le cas des appels d'offres pour l'exploitation d'installations photovoltaïques de puissance comprise entre 100 et 250 kWc, la répétition des périodes de candidature, associée à la possibilité pour un candidat non retenu de candidater à nouveau aux périodes suivantes, a entraîné des prix de vente proposés pour l'électricité produite élevés. Dans le cas de l'appel d'offres pour des installations éoliennes de production d'électricité en mer, la concurrence a été très faible, d'une part du fait de l'état de développement technologique et industriel de la filière et, d'autre part à cause des délais trop courts accordés pour la constitution des offres qui n'ont pas permis à des exploitants de parcs étrangers de candidater après avoir pu lever les risques de productible et sol.

En pareille situation, les tarifs d'achat constituent une solution plus efficace, mais présentent un risque s'agissant de l'atteinte des objectifs: s'ils sont fixés à un niveau insuffisant, la filière ne se développera pas; s'ils se révèlent trop élevés, la filière risque de connaître un phénomène d'emballement à l'origine d'une dérive potentiellement importante des charges de service public. Les contraintes de procédure inhérentes à la modification des arrêtés tarifaires, n'offrent généralement pas la réactivité suffisante pour prévenir ces inconvénients sauf si les modalités d'évolution sont prévues dès l'origine. Par exemple, la méthode retenue pour la filière solaire dans l'arrêté du 4 mars 2011, qui consiste à revoir trimestriellement les tarifs en fonction du nombre de nouvelles demandes complètes de raccordement, semble être efficace pour en réguler le développement.

Les appels d'offres autant que les tarifs d'achat sont inadaptés au soutien des filières les moins matures

Les recommandations de la Cour visant à «réserver les appels d'offres aux technologies les moins matures [...] » ou « pour des technologies en devenir ou des projets de grande capacité » soulèvent des difficultés. En effet, ces filières, qui peuvent connaître des aléas multiples dans leur développement, sont très mal adaptées au cadre rigide des appels d'offres qui impose, une fois l'offre retenue, la réalisation du projet en pleine conformité aux spécifications de l'offre. Par ailleurs, le nombre très restreint de candidats potentiels n'incite pas ces derniers à proposer une offre au meilleur prix ou même à constituer des dossiers éligibles. Ainsi l'appel d'offres portant sur des installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 250 kW comportait un lot dédié aux projets utilisant la technologie du solaire à concentration. Seuls deux dossiers ont été déposés, dont un a été déclaré non recevable par la CRE[208]

Pour ces filières, ou celles pour lesquelles la concurrence est insuffisante, Il est préférable d'avoir recours à des expérimentations dans le cadre des appels à manifestation d'intérêt, qui permettent à l'État d'accompagner la réalisation des projets et d'avoir ainsi un regard sur les coûts réels d'investissement et d'exploitation. Cette connaissance des coûts est indispensable à la détermination du niveau adéquat des tarifs de soutien susceptibles de prendre le relais, dans une seconde phase, de ces appels à manifestation d'intérêt, et permettre le déploiement industriel de la filière de production à des coûts maîtrisés. Cette procédure répondrait par ailleurs à la recommandation de la Cour de disposer d'une base de coûts fiable.

Le recours aux appels d'offres doit s'inscrire dans le strict respect de la programmation pluriannuelle des investissements.

L'article L.311-10 du code de l'énergie dispose que «lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, [...], l'autorité administrative peut recourir à la procédure d'appel d'offres. »

En application de cet article, l'État ne peut recourir à la procédure d'appel d'offres que lorsque les objectifs de développement d'une filière - figurant dans l'arrêté relatif à la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité - ne sont pas atteints. En conséquence, il convient de veiller, au lancement de chaque procédure, à ce que les puissances recherchées n'excèdent en aucun cas les objectifs définis

[208] Le ministre a décidé de déclarer lauréat le projet écarté par la CRE.

par la PPI et, le cas échant, à réviser préalablement la PPI, comme l'a demandé la CRE dans sa délibération du 20 décembre 2012[209].

1.1.2 - Le partage des rôles en matière d'appel d'offres entre pouvoir adjudicateur et pouvoir Instructeur est imposé par une directive européenne qui trouve sa traduction dans le décret n °2002-1434.

L'indépendance de l'autorité en charge d'instruire est imposée par la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE au chapitre III. article 8, point 5 : « Les États membres désignent une autorité ou un organisme public ou privé indépendant des activités de production, de transport, de distribution et de fourniture d'électricité, qui peut être une autorité de régulation visée à l'article 35, paragraphe, qui sera responsable de l'organisation, du suivi et du contrôle de la procédure d'appel d'offres visée aux paragraphes 1 à 4 du présent article. »Les textes n'imposent pas, en revanche, que cet organisme soit l'autorité de régulation de l'énergie.

Comme le souligne la Cour, le ministre chargé de l'énergie outrepasse cette séparation et s'octroie les compétences de la CRE en matière de rédaction du cahier des charges. En conséquence, le délai qu'il laisse à la CRE pour étudier les conditions de l'appel d'offres est réduit à son minimum, alors même que le II de l'article 2 du décret du 4 décembre 2012 dispose que « Ce délai, qui court de la date de réception des documents adressés par le ministre, ne peut être inférieur à un mois ni supérieur à six mois ». Dans un délai aussi court, la CRE ne peut procéder ni à une consultation publique, lorsque celle-ci n'a pas été organisée en amont, ni aux analyses approfondies nécessaires à la finalisation du cahier des charges.

Il serait donc souhaitable pour le lancement de futurs appels d'offres:

1. que les dispositions du décret soient strictement appliquées, notamment s'agissant du respect des prérogatives de la CRE en matière de rédaction du cahier des charges ;

2. que les critères de sélection des candidats aux appels d'offres proposés par la CRE dans le cadre de ses compétences de régulateur des marchés de l'énergie- en charge de veiller à leur bon fonctionnement et au développement de la concurrence au bénéficie du consommateur- soient mieux pris en compte ;

209 Délibération de la CRE en date du 20 décembre 2012 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté tarifaire photovoltaïque du 4 mars 2011 au paragraphe 5.1. « *Par conséquent, pour les installations de plus de 250 kWc, préalablement au lancement de tout nouvel appel d'offres, il convient d'ajuster les objectifs de la PP/ conformément aux dispositions de l'article L.311-10.* »

3. que l'encadrement des délais préserve les capacités d'analyse et de consultation nécessaires à la réalisation d'un travail sérieux.

1.1.3 - Les difficultés des projets à se concrétiser ne reflètent pas tant l'inefficacité de la procédure d'appel d'offres en elle-même que le niveau élevé de contrainte résultant de l'application des conditions fixées par le ministre.

Le taux de réussite des deux premiers appels d'offres (« CRE 1 » et « CRE 2 ») pour les projets de cogénération biomasse est compris entre 30 et 40 %. A ce jour, 20 % de la puissance retenue au titre de l'appel d'offres « CRE 3 » a été mise en service mais 13% seulement de la puissance retenue a été officiellement abandonnée. Pour les 66% restants, les prochains mois seront déterminants. Enfin, il est encore un peu tôt pour se prononcer sur le succès ou l'échec de « CRE 4 ».

Les raisons de ces faibles taux de mise en service sont à rechercher dans :

• la rigidité des plans d'approvisionnement déposés (particulièrement pour les appels d'offres « CRE 1» et « CRE 2 ») ;

• la disparition de certains débouchés chaleur du fait de la réduction de l'activité économique.

Pour ce qui concerne la première période de l'appel d'offres photovoltaïque 100-250 kWc lancé à l'été 2011, il convient de noter que (i) la puissance des projets déposés était bien inférieure à la puissance cible (68 kWc vs 120 kWc) et que (ii) les dossiers déposés ne remplissaient pas les critères de recevabilité (127 dossiers sur 345 dossiers reçus ont été déclarés non conformes). En conséquence, la décision de ne retenir les candidats que pour une partie seulement de la puissance recherchée dans l'appel d'offres était pleinement justifiée par l'exigence de qualité, tout particulièrement s'agissant de projets de cette ampleur. L'appel d'offres montre ici sa pertinence en matière de sélectivité.

1.1.4 - Les problématiques locales sont mieux prises en compte par les appels d'offres que par les tarifs d'achat

Le cahier des charges étant spécifique à chaque appel d'offres, il est tout-à-fait possible d'intégrer des contraintes locales, notamment pour ce qui concerne la taille et les conditions d'approvisionnement en ressource biomasse. Les appels d'offres « CRE » ne sont pas la principale cause de non-développement des installations de petite et moyenne taille.

1.2 - Les avis de la CRE sur les tarifs d'achat mériteraient d'être mieux considérés

L'article L. 314-4 du code de l'énergie dispose que la CRE émet un avis sur « les conditions dans lesquelles les ministres chargés de l'économie, de l'énergie, de l'agriculture et de l'outre-mer arrêtent [...] les conditions d'achat ».

L'article L. 314-7 du code de l'énergie indique que « les contrats conclus[...] prévoient des conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par [les] acheteurs, auxquels peut s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs définis au deuxième alinéa de l'article le' de /a présente loi. Le niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé. »

La CRE, à l'instar de la Cour, regrette que ses avis ne soient pas plus souvent suivis par le Gouvernement. Elle avait notamment attiré l'attention des pouvoirs publics, dès 2006, (i) sur le niveau élevé des tarifs pratiqués pour la filière photovoltaïque, (ii) sur l'inadaptation des conditions d'éligibilité au tarif d'intégration au bâti, compte-tenu de la diversité des équipements et de l'hétérogénéité des coûts associées aux technologies éligibles et (iii) sur les conditions d'indexation annuelle du tarif trop mesurées au regard des perspective de baisse des coûts dans la filière. Une meilleure prise en compte de ses recommandations aurait permis d'anticiper et de lisser dans le temps le revirement brutal imposé en 2009 par l'apparition d'une bulle spéculative dans ce secteur et de prévenir les conséquences préjudiciables de ce revirement sur la structuration de la filière industrielle.

1.3 - Le développement des énergies renouvelables dans les zones non interconnectées (ZNI) présente des spécificités

La production d'électricité à partir d'énergie renouvelable, et par conséquent les charges de service public inhérentes, ont fortement cru dans les zones non interconnectées entre 2010 (46,6 M€) et 2013 (218,5 M€, charges prévisionnelles). Cette croissance s'explique quasi exclusivement par le très fort développement de la production d'électricité issue d'installations photovoltaïques. Entre 2010 et 2011, les volumes d'achat déclarés par EDF SEl ont progressé de 120 % et le coût d'achat de 128 %, ce qui a généré 63,4 M€ de coûts d'achat supplémentaires.

Le soutien à la production d'électricité dans les ZNI, d'origine renouvelable ou non, représente plus du 30 % des charges totales de service public. Il convient donc d'accorder une attention particulière à leur évolution.

1.3.1 - Le développement des énergies renouvelables en zone insulaire se distingue de la situation métropolitaine par la possibilité de conclure des contrats de gré à gré avec des producteurs tiers

Les coûts de développement des ENR dans les ZNI sont portés par trois vecteurs: les tarifs d'achat (parfois fixés à des niveaux supérieurs à ceux en vigueur en métropole), les appels d'offres (en règle générale, l'appel d'offres ne porte que sur les ZNI ou, dans le cadre d'un appel d'offres national, un lot spécifique est réservé pour les ZNI de sorte que les installation à implanter en zone insulaire n'entrent pas en compétition avec celles prévues en métropole) et les contrats négociés. S'y ajoutent, en fonction des filières, des vecteurs qui échappent au contrôle de la CRE, notamment la défiscalisation prévue par la loi no2003-660 du 21 juillet 2003 de programme pour l'Outre-mer qui offre un cadre très attractif aux investissements.

Les deux premiers vecteurs ont fait l'objet de développements dans les chapitres précédents. Leur mise en œuvre ne présente pas de spécificité dans les ZNI. Ils ne seront donc pas réexaminés. Nous nous intéresserons ci-après aux seuls contrats conclus de gré-à-gré, sous le contrôle de la CRE, entre EDF ou Electricité de Mayotte et un producteur tiers. Ces contrats sont prévus au 2° de l'article L.121-7 du Code de l'énergie et au 2 de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité. S'agissant de la défiscalisation, elle n'entre pas dans le champ de compétence de la CRE, quand bien même son articulation avec les missions qu'exerce la CRE mériterait d'être mieux coordonnée.

1.3.2 - Les critères d'évaluation des contrats de gré à gré sont strictement encadrés

Le 2° de l'article L. 121-7 du Code de l'énergie limite l'intervention de la CSPE à la compensation « [des] surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones , ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ». Le V bis de l'article 4 du décret n° 2004-90 précité prévoit que, pour l'examen de ces contrats, « la commission évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant les taux de rémunération du capital immobilisé fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie [...]».

En conséquence, tout nouvel investissement examiné dans ce cadre, qu'il soit destiné à une installation de production thermique ou renouvelable, ne peut être justifié que par des considérations énergétiques, c'est à-dire le maintien de l'équilibre offre/demande, tel qu'inscrit dans les bilans prévisionnels des investissements, et que les seuls surcoût pouvant être pris en compte sont ceux qui résultent des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones.

Le soutien à une initiative de R&D, à l'aménagement du territoire, à l'emploi ou à l'atteinte des objectifs du SRCAE ne peuvent être pris en compte dès lors qu'ils ne sont prévus ni par la loi, ni par le décret.

1.3.3 - Le développement soutenu des énergies renouvelables outre-mer occasionne des contraintes pour l'exploitation des réseaux de nature à renchérir considérablement leur coût pour le système électrique

Dans ces territoires non interconnectés à un réseau continental, le développement des énergies variables entraine de réelles contraintes pour le réseau. Aux charges de service public inclues dans la CSPE, il convient d'ajouter les coûts de renforcement du réseau qui sont pris en compte par le TURPE au même titre que les coûts de renforcement des réseaux en métropole, et les capacités d'ajustement propres à compenser les aléas de production. Aujourd'hui, le seuil d'acceptabilité des ENR est fixé à 30 % de la puissance instantanée. Mais, dans le futur, ces territoires souhaitent accroître leur parc renouvelable grâce à des dispositifs de stockage dont les coûts seront intégrés dans la CSPE ainsi que la prévoit dorénavant l'article 60 de la loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012. Toutefois, en l'état des technologies disponibles, les capacités de stockage demeurent inadaptées à l'échelle des territoires considérés et les coûts de mise en œuvre sont très élevés.

1.4 - Faute de sanctions, le contrôle des installations bénéficiant de l'obligation d'achat se révèle peu opérant

Le contrôle de conformité des installations bénéficiant de l'obligation d'achat relève, en premier lieu, de l'administration (services du Préfet) qui a délivré le certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat conformément à l'article 1du décret n ° 2001-410 du 10 mai 2001, pour les cas où celui-ci est nécessaire, et de l'acheteur dans les autres cas, c'est-à-dire les installations photovoltaïques d'une puissance installée inférieure ou égale à 250 KW (cf. IV de l'article précité).

1.4.1 - Il ne peut être exclu que certains contrats bénéficiant de l'obligation d'achat présentent un caractère frauduleux, en particulier dans la filière photovoltaïque...

Pour la filière photovoltaïque, trois cas de fraude ont d'ores et déjà été identifiés.

Le premier cas a trait au type d'intégration des installations sur toiture. Certaines installations en surimposé, dont le nombre est difficile à estimer, semblent en effet bénéficier abusivement d'un tarif plus élevé réservé aux cas d'intégration au bâti.

Les critères permettant de bénéficier des tarifs d'achat applicables aux installations intégrées au bâti ou en intégration simplifiée au bâti, bien plus avantageux que les tarifs pour les installations en surimposition, ne font pas aujourd'hui l'objet de contrôle. Le point 6 de l'annexe 2 de l'arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil indique simplement que le producteur tient les documents justificatifs à la disposition du préfet. A notre connaissance, ces documents n'ont pas été exploités par les services préfectoraux.

L'étude des contrats d'achat signés par EDF OA fait apparaître un taux d'intégration au bâti des installations ayant signé un contrat de type 510 (arrêté tarifaire de janvier 2010) de 99,7 %. Les résultats des premiers contrôles aléatoires réalisés par les services de la CRE sur certaines installations, à partir de leur adresse postale et d'un logiciel de géolocalisation, entraînent de fortes suspicions sur la conformité de ce chiffre avec la réalité. Le sondage fait en effet apparaître un nombre significatif d'installations pour lesquelles les panneaux sont surimposés à la toiture.

Le deuxième cas de fraude consiste à découper une installation en installations plus petites, qui bénéficient réglementairement d'un tarif plus élevé. Cette pratique a de multiples impacts:

• elle fait bénéficier le producteur d'un tarif artificiellement haut sur l'ensemble de l'installation ;

• elle nécessite que le distributeur réalise plusieurs raccordements au lieu d'un seul ;

• elle accentue la baisse des tarifs d'achat pour les périodes futures dans la mesure où la puissance des demandes de raccordement pour une catégorie d'installation donnée est augmentée.

Le troisième cas de fraude consiste à déclarer une puissance installée inférieure à la réalité, par exemple afin de bénéficier d'un tarif plus avantageux. Ce type de fraude peut être détecté par l'analyse de la durée de fonctionnement des installations, qui apparaît dans de tels cas de figure

supérieure au plafond théorique annuel. La fraude porte bien sur la puissance déclarée et non sur « un gonflement de la production annuelle déclarée » comme l'écrit la Cour.

Pour ce dernier cas, les services de la CRE ont demandé que les dispositifs de comptage et la puissance de vingt installations soient contrôlés par ErDF, car les données communiquées par les producteurs ont été présumées fausses à au moins deux reprises, laissant supposer une fraude ou un dysfonctionnement matériel. Une centaine d'installations feront l'objet d'une vérification de factures en 2014, et seront contrôlées si les durées de fonctionnement déclarées sont supérieures aux durées maximales atteignables.

Une analyse de sensibilité indique que pour dans le cas où 10% des installations intégrées au bâti sous le régime de l'arrêté tarifaire de janvier 2010 serait en situation de fraude, le trop-payé par la CSPE représenterait de l'ordre de 4 à 5 M€ par an.

1.4.2 ... ce qui nécessitera un renforcement du contrôle des installations

S'agissant des installations bénéficiant d'un tarif d'obligation d'achat, le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat ne prévoit pas de modalités de contrôle des installations. Les considérations spécifiques sont renvoyées aux arrêtés tarifaires pris par les ministres de l'énergie après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie (article 8 du décret précité). Après chaque publication d'un nouvel arrêté tarifaire, conformément à l'article 5 du décret précité, un modèle indicatif de contrat d'achat est établi conjointement par EDF et les organisations représentatives des ELD, et approuvé par le ministre chargé de l'énergie.

A l'heure actuelle, les contrats d'achat des installations de cogénération, de biomasse et de biogaz prévoient des modalités de contrôle par l'acheteur pour vérifier l'efficacité énergétique. Les contrôles ont lieu au début et au cours de la vie des contrats. Ils sont réalisés par un prestataire mandaté par EDF OA. Les coûts des contrôles sont intégrés dans les charges de service public et représentent 140,8 k€ pour 2011.

Les lauréats d'appels d'offres biomasse sont soumis à des contraintes particulières sur leurs plans d'approvisionnement et leur efficacité énergétique. En effet, les cahiers des charges des appels d'offres biomasse prévoient l'envoi d'un rapport annuel au préfet de leur région d'implantation décrivant notamment les types de produits utilisés pour l'approvisionnement de leurs centrales, leurs fournisseurs, leurs prix d'achat de biomasse, etc. La CRE n'a toutefois aucun retour sur ces envois annuels.

Aujourd'hui les installations éoliennes et photovoltaïques ne sont soumises en pratique à aucun contrôle. Les cahiers des charges des deux appels d'offres solaires publiés au printemps 2013 prévoient une visite de contrôle de la conformité de l'installation à l'offre décrite dans le dossier de candidature préalablement à la signature du contrat d'achat avec l'acheteur obligé. Il convient de pérenniser cette démarche dans le cadre des nouveaux appels d'offres.

La difficulté de réaliser des contrôles met en évidence la problématique du partage des compétences en matière d'énergies renouvelables entre le ministère, la CRE et l'acheteur, comme le souligne la Cour : c'est en effet à la CRE d'évaluer les charges de service public et de décider des installations pouvant bénéficier de la compensation au regard du cadre réglementaire en vigueur, alors qu'il revient au seul ministère de mobiliser les agents de l'administration pour procéder aux contrôles, en s'appuyant si nécessaire sur l'acheteur, lui-même en convention avec le gestionnaire de réseau, qui est le seul opérateur à assurer une présence constante sur le terrain.

Des travaux préparatoires permettant de mettre en place des contrôles efficaces, impliquant les services de la CRE, de la DGEC et d'EDF, ont débuté en 2012 et se poursuivent en 2013.

2 - Les méthodologies d'évaluation des coûts de production

Ce paragraphe poursuit plusieurs objectifs :

• rappeler la méthodologie d'analyse utilisée par la CRE pour évaluer la rentabilité d'un projet bénéficiant d'un tarif d'achat ;

• préciser les éléments fondamentaux de sensibilité des méthodologies de calcul des coûts afin d'en définir le strict périmètre d'application et d'en préciser les limites.

2.1 - Le critère d'annulation de la valeur actuelle nette d'un projet est la méthode d'analyse utilisée par la CRE dans le cadre de ses avis sur le niveau des tarifs d'achat d'électricité à partir d'énergie renouvelable

La valeur actuelle nette (VAN) correspond à l'écart entre la somme des flux de trésorerie générés par un actif, actualisés au taux de rentabilité exigé, et la valeur à laquelle cet actif peut être acquis. Elle mesure donc la création de valeur que la réalisation d'un investissement peut entraîner.

Le critère de VAN est le meilleur critère pour choisir ou refuser un investissement, qu'il soit industriel ou financier. Dès lors qu'il est appliqué pour évaluer un seul investissement, il est strictement équivalent au calcul d'un taux de rentabilité interne (TRI), taux que la CRE évalue dans le cadre de ses avis sur les projets d'arrêtés tarifaires, de manière à s'assurer de la

rémunération normale des capitaux investis au regard des risques sous-jacents.

Pour l'évaluation du caractère excessif de la rémunération des capitaux, la CRE compare le TRI sous-jacent au critère d'annulation de la VAN d'un projet qui valorise sa production d'électricité au tarif d'achat avec le coût moyen pondéré du capital (CMPC) des entreprises du secteur [210] dans le cadre très spécifique d'une quasi-absence de risque sur les recettes de production. Dès lors, le TRI est calculé indépendamment du mode de financement et intègre, pour son calcul, les dispositions fiscales applicables, en particulier lorsque le tarif d'achat s'inscrit dans une logique de défiscalisation ou de crédit d'impôt.

2.2 - Les méthodologies de calcul des coûts présentées par la Cour sont toutes dérivées du critère d'annulation de la VAN

La méthode dite « LCOE » (Levelized Cast of Electricity) permet, à partir de données de coûts (investissement, exploitation, maintenance) et d'un taux d'actualisation, de calculer un coût de production en €/MWh.

La méthode du Coût Courant Economique (CCE) a été proposée par EDF pour évaluer les coûts de production de l'électricité produite par son parc nucléaire historique. Comme l'a écrit la CRE en réponse au rapport de la Cour sur les coûts de la filière électronucléaire de janvier 2012, il s'agit d'un coût reflétant ce que consentirait à payer un fournisseur à EDF pour louer ses centrales nucléaires historiques plutôt que de les reconstruire, et inclut par construction de la méthode leur renouvellement à l'identique à l'échéance de leur durée de vie. Cette méthode, appliquée à un actif construit dans le passé et sur la base des coûts d'investissement passés, traduit le coût de développement de cet actif dans certaines conditions d'évolution des prix et du capital initialement engagé pour sa construction, intérêts intercalaires compris.

Ces deux méthodes sont, dans leur application et leurs principes théoriques, strictement équivalentes au critère de VAN d'un projet dès lors qu'elles ont pour objet le calcul d'un coût de développement prospectif. la différence réside dans la nature du résultat obtenu : ces méthodes ne donnent pas en effet comme résultat la rentabilité d'un projet sous certaines hypothèses de recettes et de coûts, mais fournissent à l'inverse le coût de production d'une filière sous l'hypothèse d'une rentabilité normative matérialisée par le taux d'actualisation.

[210] Ce taux est régulièrement mis à jour par la direction financière de la CRE.

2.3 - Les méthodologies de calcul des coûts présentent des limites qui requièrent de la prudence dans leur emploi, notamment dans le cadre d'exercices de comparaison entre filières de production

2.3.1 - Toutes les méthodologies présentent une forte sensibilité au taux d'actualisation et à la durée d'exploitation des actifs…

La Cour avait identifié en annexe 15 de son Rapport public thématique sur les coûts de production de la filière électronucléaire deux faiblesses de la méthode CCE, que partagent évidemment les méthodes LCOE et VAN, à savoir (i) leur forte sensibilité au taux d'actualisation choisi et (ii) leur faible sensibilité à la durée de vie de l'actif.

Ces faiblesses, rappelées dans le projet de rapport objet des présentes observations, appellent deux remarques sur le recours à cette méthode pour l'évaluation des coûts de production des énergies renouvelables.

En premier lieu, à l'instar de la production nucléaire, la production d'énergie à partir de sources renouvelables se caractérise par une forte voire très forte intensité capitalistique. Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) représente dès lors une part importante du coût de production.

En second lieu, la durée de vie des actifs utilisés pour la production d'électricité d'origine renouvelable est incertaine en raison du développement récent de ces filières, sur lesquelles aucun retour d'expérience n'est aujourd'hui disponible. Le projet de rapport relève à cet égard que les installations pourraient « avoir une durée de vie très supérieure aux prévisions ». Les plans d'affaires des candidats aux appels d'offres et les calculs de rentabilité réalisés dans le cadre des avis sur les tarifs d'obligation d'achat montrent par ailleurs que la durée de vie d'une installation est un élément structurant du coût de production.

2.3.2 ... ce qui entraine la nécessité d'observer une grande prudence dans les exercices de comparaison des coûts des différentes filières de production

Il apparaît nécessaire d'apporter des modifications au projet de rapport sur trois points.

<u>Sur la comparaison des coûts de production actualisés par filière</u>

La Cour écrit « les données résumées ci-dessous sont celles correspondant au taux d'actualisation intermédiaire de I'ADEME, soit 8 %, afin de comparer au mieux les filières dont les risques et les durées de vie sont très différentes les unes des autres ». Le tableau n° 7 présente les coûts moyens de production actualisés par filière. Figurent également, en annexe 9, des tableaux complets de coûts de production issus des travaux de I'ADEME.

Compte-tenu de la sensibilité à la durée de vie des méthodes de calcul de coûts, il est délicat de procéder à la comparaison des coûts par filière de production. Au surplus, ces coûts ont été calculés sur la base d'un référentiel de données essentiellement déclaratives dont l'objectivité est discutable.

Pour ces raisons, ces éléments et les hypothèses sous-jacentes à chaque calcul de coût mériteraient d'être clairement exposés et, à défaut, le tableau n°7 et l'annexe 9 devraient être supprimés.

Sur la comparaison des coûts de production avec les coûts du nucléaire

La Cour écrit dans son rapport que « la filière éolienne terrestre apparaît, selon les chiffres de I'ADEME, dans une position intermédiaire, avec des coûts compris entre 62 € et 102 €/MWh, ce qui en fait une énergie sur le point d'être compétitive.

[...]

A titre de comparaison, le coût de production de l'électricité nucléaire a été estimé par la Cour à 49,5 € le Mwh en 2011 pour le parc de centrales actuelles (Le taux d'actualisation retenu était de 5 %, dont 3 % hors inflation, comme c'est le cas en général pour l'énergie nucléaire) ».

La comparaison entre les coûts de production de l'électricité d'origine éolienne et ceux de l'électricité nucléaire pose des problèmes de pertinence, pour les raisons suivantes :

- *Les méthodes de calcul des coûts de production de la filière éolienne et de la filière nucléaire historique ne s'appliquent pas au même objet. Dans le premier cas, la méthode prend en compte un coût d'investissement établi à partir de la réalité industrielle actuelle. Dans le second cas, la méthode s'applique à un coût d'investissement reconstruit à partir de chroniques d'investissement passées réévaluées à l'inflation, et tenant compte par ailleurs d'intérêts intercalaires eux-mêmes réévalués à 4,5 % ;*

- *La durée d'exploitation des deux moyens de production diffère très sensiblement: elle est de 20 ans pour la filière éolienne terrestre, et de 40 ans pour la filière nucléaire historique;*

- *Les taux d'actualisation utilisés pour les deux méthodes ne sont pas les mêmes.*

Sur ce dernier point, la Cour avait retenu un taux d'actualisation de 7,8 % réel avant impôts pour calculer le coût de production du nucléaire avec la méthode CCE, comme c'est précisé dans l'annexe 15, et non de 5 % nominal.

Sur les coûts de l'éolien offshore

La Cour a estimé le coût de production des parcs éoliens en mer entre 105 et 164 €./MWh.

Outre le fait que les hypothèses de calcul sous-jacentes à ce résultat ne sont pas présentées, la Cour indique que le taux d'actualisation retenu pour ce calcul spécifique est de 5 % réel, taux qui n'est pas cohérent avec le taux d'actualisation retenu dans le cadre du tableau de comparaison n° 7.

Pour les mêmes raisons que celles citées supra (durée d'exploitation et taux d'actualisation), il apparaît utile de s'interroger sur la pertinence de ces éléments de coûts.

2.4 - La pertinence d'un coût de production est très dépendante de la qualité des paramètres d'entrée du modèle. L'obtention de données de coûts fiables et objectives est une opération délicate.

Les méthodologies de calcul des coûts, outre leur sensibilité au taux d'actualisation et à la durée de vie des actifs, présentent aussi une forte sensibilité aux autres données d'entrée, notamment le facteur de charge des installations, les prévisions de coûts d'investissements et d'exploitation, le productible retenu (soumis aux aléas climatiques pour certaines filières ENR), l'évolution de la fiscalité spécifique (IFER, redevance d'occupation du domaine public) ou général (imposition des sociétés), etc.

En conséquence, quel que soit l'organisme qui collecte ces données, elles doivent être utilisées avec prudence dans la mesure où elles seront essentiellement fournies sur une base déclarative par les producteurs, qui sont par ailleurs les premiers bénéficiaires d'un tarif d'achat ou de subventions qui seraient établis à partir de ces données.

Il existe trois moyens de disposer d'informations robustes, fiables et objectives, dont deux relèvent directement des compétences de la CRE :

• La réalisation d'audits des coûts[211] pour les installations qui ont déjà été construites. A ceť égard, laCRE dispose d'un « droit d'accès, quel qu'en soit le support, à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'électricité et du gaz naturel ainsi qu'aux informations économiques, financières et sociales nécessaires à sa mission de contrôle» (articles L.135-1du code de l'énergie) ;

• L'accès aux données de coûts sous-jacentes aux projets déposés dans le cadre d'appel d'offres, à condition toutefois qu'ils aient été organisés dans des conditions de concurrence effective, ainsi qu'il est rappelé au paragraphe 1.1.1 du présent rapport ;

[211] Un audit des coûts pour les filières photovoltaïque, éolienne, cogénération et biomasse est en cours depuis la fin du 2ème trimestre 2013.

• Le pilotage et le contrôle des coûts par l'État, dans le cadre des appels à manifestation d'intérêt qui pourraient être organisés pour soutenir le développement des filières les moins matures.

Au surplus, tout calcul de coût est par nature extrêmement prospectif et incertain pour des filières présentant de faibles degrés de maturité, en particulier sur des horizons de 20 ans et plus.

Enfin, la CRE rappelle qu'elle a pour mission d'émettre un avis sur tout projet d'arrêté tarifaire[212] et doit disposer dès lors de compétences et de moyens autonomes dans le recueil, le traitement et la vérification des informations relatives aux coûts pris en compte pour évaluer ces tarifs.

3 - Observations complémentaires

Sur l'instabilité du cadre juridique

L'instabilité du cadre juridique n'a pas de conséquence sur les projets en cours. En effet, un projet ne perd pas Je bénéfice des conditions économiques de son contrat d'obligation d'achat quelle que soit l'évolution de l'arrêté tarifaire qui le sous-tend, les mesures rétroactives étant extrêmement rares. L'incertitude juridique a plutôt des conséquences sur le développement des filières, et notamment sur les efforts de recherche et de développement.

Sur le calcul d'équivalence entre la filière hydraulique et la filière nucléaire

Le calcul figurant dans la note de bas de page n° 14 indique que la production hydraulique normalisée de l'année 2009 est équivalente à 9,4 GW nucléaire. Ce calcul, qui laisse entendre une stricte équivalence entre la production hydraulique et la production nucléaire, apparaît contestable. En effet, si la production nucléaire est une production dite de base, certaine, et commandable, il n'en est pas de même de la production hydraulique qui est, pour partie, fatale et, pour une autre partie, soit

---

[212] L'article L.314-4 du code de l'énergie impose au gouvernement de recueillir l'avis de la CRE sur tout nouveau projet d'arrêté tarifaire *:«Les conditions dans lesquelles les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations mentionnés à l'article L.314-1, sont précisées par voie réglementaire.* »

L'article 8 du décret 2001-410 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat vient préciser les conditions d'achat sur lesquelles la CRE rend un avis **:** « *1*o *En tant que de besoin, les conditions relatives à la fourniture de l'électricité par le producteur* **;** *2° Les tarifs d'achat de l'électricité* **;** 3o *La durée du contrat* **;** *4° Les exigences techniques et financières à satisfaire pour pouvoir bénéficier de l'obligation d'achat. Ces exigences peuvent notamment inclure la fourniture de documents attestant de la faisabilité économique du projet, la fourniture d'éléments attestant de l'impact environnemental du projet ainsi que le respect de critères techniques ou architecturaux de réalisation du projet.* »

destinée à couvrir, sous contrainte, les aléas de l'équilibre offre-demande, soit destinée à se substituer à un moyen thermique, lorsque les conditions économiques le justifie, dans une logique de gestion des stocks d'eau dépendante des conditions d'hydraulicité.

Sur la dette d'EDF

La Cour rappelle que l'Etat a un arriéré vis-à-vis d'EDF. Le chiffre retenu par la Cour pour cette « dette » est de 4,9 Md€. En additionnant les passifs constatés des années paires (954,9 M€ au 31/12/2010) et impaires

(2 109,9 M€ au 31/12/2011), la CRE constate un arriéré de 3,1Md€ hors frais de portage.

Par ailleurs, le communiqué de presse du groupe EDF en date14 janvier 2013 n'indique pas que les frais de portage seront supportés par le budget de l'Etat[213] *.• En l'état actuel de la réglementation, la CSPE ne couvre ni les frais de gestion ni les intérêts générés par un montant de compensation inférieur au niveau des charges constatées.*

Sur la part des ENR dans l'électricité et/ou l'énergie d'origine renouvelable

Il y a une confusion dans le projet de rapport entre la part des ENR dans l'électricité d'origine renouvelable et la part des ENR dans l'énergie d'origine renouvelable.

Sur l'année de référence utilisée dans le projet de rapport pour évaluer le développement des filières

La Cour a choisi de retenir l'année 2011 comme point de référence pour l'ensemble des grandeurs quantitatives de son projet de rapport, à l'exception des grandeurs relatives à l'énergie éolienne, qui se rapportent à 2012. Cette inhomogénéité complique la compréhension du projet de rapport, et est par ailleurs source d'erreur.

[213] « *L'accord trouvé avec les pouvoirs publics prévoit le remboursement de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 (environ 4,3 milliards d'euros et des coûts de portage induits pour le Groupe (environ 0,6 milliard d'euros). Cette créance d'environ 4,9 milliards d'euros, en application de cet accord, sera soldée d'ici le 31 décembre 2018, selon un échéancier de remboursement progressif, et sera rémunérée aux conditions de marché.* ». Le communiqué du Gouvernement indique lui seulement que « *Pierre Moscovici, Ministre de l'Economie et des Finances, Delphine Batho, Ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie et Jérôme Cahuzac, Ministre délégué chargé du budget ont validé le montant du manque à gagner pour EDF du déficit de compensation de ses charges de service public de l'électricité et élaboré un échéancier de résorption de ce manque à gagner d'ici 2018* »

Sur la comparaison de la production photovoltaïque avec la consommation d'un foyer

La note de bas de page n°20 précise que « l'ordre de grandeur d'une unité de 3 kW est comparable à celui de la consommation strictement électrique (hors chauffage et eau chaude sanitaire) d'un foyer de 4 personnes. »

Il n'existe aucune statistique de consommation fiable rapprochant des données de composition de foyer, d'usages de l'électricité et de consommation.

Sur un point rédactionnel relatif à l'appel d'offres éolien en mer

La CRE ne fait qu'instruire les offres et les classer de manière à permettre au ministre chargé de l'énergie un choix éclairé des lauréats. En conséquence, le début du 3ème paragraphe de la page 62 doit être réécrit comme suit:« Plus récemment,[.....] alors que la société EMF était mieux classée par la CRE. »

Sur un point rédactionnel relatif au bénéfice des dispositifs de soutien

Il faut éviter d'évoquer la notion de « cumul » de la procédure d'appel d'offres et du tarif d'achat. Ces deux dispositifs sont en effet disjoints et il n'est naturellement pas possible de bénéficier des deux en même temps. Il est en revanche possible de quitter le régime du tarif d'achat pour celui de l'appel d'offres.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE L'AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE (ADEME)

La lecture de ce document appelle de ma part les observations suivantes.

Tout d'abord, l'ADEME souscrit pleinement à l'ambition donnée à votre rapport, explicitée en particulier en introduction du chapitre III, d'apprécier le coût pour la collectivité du soutien aux énergies renouvelables au regard de l'ensemble de leurs bénéfices, notamment :

- *énergétiques, par la substitution d'énergies dont les stocks sont limités et majoritairement hors de France ;*
- *environnementaux au sens large, en particulier par la réduction des émissions de gaz à effet de serre et de polluants et la réduction des risques technologiques ;*
- *économiques et sociaux, par le développement de secteurs d'activité et d'emplois.*

Le recours à un bouquet diversifié, reposant sur des sources d'énergie complémentaires, réduit également les risques systémiques qui peuvent peser sur un pays qui ne compterait que sur un nombre réduit de formes d'énergie.

Dans ce contexte, si l'ADEME partage la préoccupation de la Cour de rechercher les moyens de développement les plus efficients pour chaque filière, elle estime que les comparaisons entre filières ne peuvent pas se faire en considérant uniquement le critère des coûts à un instant donné.

La Cour souligne que la politique de soutien des énergies renouvelables ne peut que s'inscrire dans le long terme. Il pourrait donc apparaître paradoxal de préconiser de réserver les dépenses publiques aux filières aujourd'hui les moins coûteuses alors qu'il est rappelé dans le même temps que ces filières ne disposent pas de gisements illimités. Le rôle des pouvoirs publics est également d'investir dans les filières qui présentent à moyen terme les potentiels de croissance les plus importants, en assumant une période initiale où un soutien public plus élevé permet au secteur de se structurer et aux coûts de diminuer grâce aux effets volumes. Les objectifs nationaux ne pourront être atteints avec les seules filières éolien et biomasse. Cela ne signifie nullement soutenir toutes les filières « quel qu'en soit le coût ».

Au-delà de cette divergence d'analyse l'ADEME rejoint la Cour sur la nécessité pour la France de « définir les conditions de la soutenabilité de sa politique, [de] faire des choix » et pour que ces choix soient compris de faire « un effort de transparence accru sur les avantages comme sur les inconvénients des décisions à prendre ». La recommandation de la Cour

portant sur le suivi statistique pour éclairer ces prises de décision en découle logiquement, et l'ADEME est prête à assurer sa contribution à la connaissance des coûts de production, des emplois et des marchés. Il est également indispensable de se fixer l'objectif de la stabilité et de la lisibilité, car il est manifeste que certaines difficultés rencontrées par les filières renouvelables ont été aggravées par des politiques de « stop and go » peu compatibles avec l'ambition du développement sur le long terme de technologies d'avenir. Comme la Cour le souligne, certaines des instabilités constatées ont concerné les contraintes juridiques appliquées aux énergies renouvelables. L'ADEME est donc favorable aux suggestions de simplification qui sont faites et souhaite indiquer que le groupe de travail « énergies renouvelables » du débat national sur la transition énergétique a fait des propositions convergentes sur ce point.

Par ailleurs, la conclusion générale du rapport souligne que le développement des énergies renouvelables passe par une valorisation du coût du carbone à un niveau plus élevé qu'aujourd'hui et que leur augmentation relative dans la part de l'énergie consommée en France doit passer également par des économies d'énergie. L'ADEME souscrit pleinement à ces deux remarques et regrette qu'elles ne soient pas rendues plus visibles par leur ajout à la liste récapitulative des recommandations.

Enfin, certains sujets techniques appellent des remarques plus précises :

- *En ce qui concerne les conséquences du développement des ENR variables sur le réseau électrique, l'ADEME estime que l'analyse de la Cour est trop pessimiste. Certaines rédactions semblent imputer aux ENR variables, malgré 8 % seulement de la production en France, tous les enjeux de gestion du réseau électrique. Si la question est essentielle et les mécanismes décrits réels, il s'agit avant tout de savoir anticiper et optimiser l'adaptation du système électrique aux moyens de production de demain - de même que le système actuel est adapté aux moyens de production historiques - ainsi qu'à l'évolution des usages. Les smart grids peuvent permettre de faciliter l'intégration des ENR électriques, mais une part essentielle de leurs objectifs consiste à maîtriser et moduler la demande. Il est important de rappeler qu'à l'heure actuelle, la question de la variabilité et de l'équilibre offre-demande est largement dominée par la variabilité de la consommation électrique, et en particulier par sa thermo-sensibilité. Parmi les formulations du rapport qui semblent excessives, on peut citer à titre d'illustration :*

- *la « production [des ENR] est en général consommée ailleurs », constat qui est encore plus vrai des centrales électriques classiques ;*

- *le graphique n° 11 sur les échanges électriques franco-allemands montre que le réseau est utilisé, mais ne démontre pas s'il y a un besoin de renforcement imputable aux ENR et si oui de quelle ampleur (le réseau existant a servi bien auparavant à transporter l'électricité de centrales conventionnelles).*

- *Sur la question des coûts de l'intégration aux réseaux électriques, il est à souligner le constat fait par la Cour que des calculs effectués par la CRE ont abouti à « une estimation deux à trois fois inférieure à celle d'ERDF ». Ce constat incite à étudier plus en profondeur ces évaluations, mais le manque de transparence sur les hypothèses prises ne permet pas de distinguer la part des coûts de renforcement des réseaux qui sont imputables aux ENR et la part qui résulte des autres investissements à effectuer sur les réseaux, voire d'un rattrapage par rapport à des situations antérieures de sous-investissement.*

- *En ce qui concerne le coût des ENR, il est indiqué que les calculs de l'ADEME sont réalisés « avec des hypothèses de facteur de charge qui se situent systématiquement à la limite supérieure de ce qui est techniquement possible avec les installations ». L'ADEME souhaite préciser que cette remarque n'est valable que pour l'éolien, où le facteur de charge de 25 % est effectivement légèrement supérieur si on le compare à la moyenne de 22,5 % observée en France sur la période 2008-2012. Il reste néanmoins dans l'intervalle de confiance des valeurs constatées, qui dépendent des conditions de vent et de progrès technique (le facteur de charge sur la seule année 2012 était de 24 %). D'autre part, il est à signaler que le « large éventail de coûts de production » du solaire repose sur l'agglomération des fourchettes de coûts des filières photovoltaïque, solaire thermodynamique et solaire thermique, qui ont des finalités - électricité ou chaleur - et des lieux d'implantation possibles très différents.*

- *En ce qui concerne le solaire thermique, l'ADEME partage globalement les préoccupations de la Cour. Elle considère que les soutiens à cette filière doivent continuer à exister mais d'une façon mieux ciblée sur les opérations les plus rentables et certains usages spécifiques, en tenant compte d'un état des lieux objectif des forces et des faiblesses de cette filière qui a déjà été engagé.*

- *En ce qui concerne la géothermie, et en particulier la géothermie pour la production d'électricité, il convient de rappeler la spécificité des départements d'outre-mer, où les moyens de production « classiques » de l'électricité coûtent extrêmement cher et sont répercutés sur la CSPE. La production d'électricité géothermale en zone volcanique n'est en aucun cas à comparer aux coûts de la*

métropole mais aux coûts locaux et génère en pratique des économies sur la CSPE.

- *En ce qui concerne le photovoltaïque, l'ADEME considère que l'idée selon laquelle l'intégration au bâti peut générer des développements industriels en France reste exacte et qu'il ne faut pas abandonner le soutien à cette filière. Pour autant, le choix du mécanisme de soutien et son degré d'intensité ont été mal dimensionnés au départ et doivent être reconsidérés. L'ADEME considère que ces solutions ont vocation à être ciblées avant tout sur les bâtiments neufs et qu'une étape de consolidation par le développement technologique et la démonstration est nécessaire, sur des critères renforcés et des plus petits volumes, avant de vouloir les généraliser.*

- *En ce qui concerne la biomasse, l'ADEME rejoint le constat de « sous-exploitation » de la ressource, en particulier forestière, alors que plus de 50 % des objectifs nationaux d'énergies renouvelables à l'horizon 2020 reposent sur la biomasse et que le gisement existe pour les satisfaire. L'ADEME a ainsi proposé un plan de mobilisation de la biomasse en 7 mesures, qui visent à utiliser plus de bois français dans la construction, à stimuler la demande de bois énergie en réservant son usage aux installations à haut rendement et à structurer l'offre de biomasse forestière.*