

COMMUNICATION AU PRÉSIDENT DE L'ASSEMBLÉE NATIONALE POUR LE COMITÉ
D'ÉVALUATION ET DE CONTRÔLE DES POLITIQUES PUBLIQUES

ARTICLE L 132-5 DU CODE DES JURIDICTIONS FINANCIÈRES

LA MISE EN ŒUVRE
PAR LA FRANCE DU
PAQUET ÉNERGIE-CLIMAT

Décembre 2013

Sommaire

AVERTISSEMENT	7
RÉSUMÉ	9
RECOMMANDATIONS.....	21
INTRODUCTION	23
CHAPITRE I - UNE POLITIQUE EUROPÉENNE ET NATIONALE	25
I - L'adoption du Paquet énergie-climat : une longue gestation	25
A - La reconnaissance du lien entre réchauffement climatique et gaz à effet de serre.....	25
B - La lutte contre le changement climatique et les engagements internationaux : de Rio à Doha.....	28
II - Les engagements européens : le Paquet énergie climat et ses « trois fois 20 ».....	30
A - Le contexte	30
B - Le Paquet énergie climat.....	31
III - Les objectifs propres à la France	34
A - Transposition du PEC	34
B - Lois POPE et Grenelle.....	34
C - Une accélération récente de la transition énergétique	38
CHAPITRE II - L'ÉTAT DES LIEUX.....	41
I - La place de l'Europe dans les émissions mondiales.....	41
II - France : un mix énergétique faiblement carboné	44

III - Les émissions par secteur	46
A - Les transports, premier poste d'émissions	49
B - L'industrie	52
C - L'agriculture	55
D - Le bâtiment résidentiel et tertiaire.....	57

CHAPITRE III - INSTRUMENTS ET MOYENS DU PAQUET ÉNERGIE CLIMAT.....61

I - Les outils européens	61
A - Le système communautaire d'échange de quotas européens	61
B - Le captage et le stockage du CO ₂	68
C - Les moyens budgétaires de l'Union européenne alloués au PEC	73
II - Les moyens de l'action publique en France.....	77
A - Le pilotage de la mise en œuvre du PEC	77
B - La fiscalité.....	80
C - Les dispositifs de soutien financier	84
D - Les mesures réglementaires	91
E - La politique de soutien aux énergies renouvelables	102
III - Les coûts publics de la mise en œuvre du PEC	106
A - Les coûts par secteur	106
B - Coût global : éléments d'évaluation	112

CHAPITRE IV - LE PAQUET ÉNERGIE-CLIMAT ET L'HORIZON 2020..... 121

I - Des résultats ambigus à fin 2011	121
A - Emissions de gaz à effet de serre et efficacité énergétique, les résultats globaux.....	121
B - Le développement des énergies renouvelables.....	123
II - L'horizon 2020	126
A - Les prévisions.....	126
B - Des hypothèses fragiles	128
III - Effets de la mise en œuvre du PEC.....	133
A - Les effets incertains sur le commerce extérieur et la relocalisation des activités : trois exemples.....	133
B - Un impact encore modeste sur l'emploi.....	138

IV - La nécessité d'un effort considérable d'investissement.....	140
A - La rénovation des logements.....	140
B - Les énergies renouvelables.....	142
C - Transports : des investissements considérables pour des retombées environnementales négligeables	146
D - Investissements : éléments d'ensemble.....	147
V - Union européenne : une politique commune, des situations nationales différentes.....	150
A - Union européenne : la situation en 2011	150
B - L'Allemagne : une politique énergétique ambitieuse et risquée	155
C - Une politique vertueuse en Allemagne peut en France nuire au climat, et réciproquement	158
 CHAPITRE V - INCERTITUDES ET DÉFIS	 163
I - Modèles de simulation : une grande incertitude	163
A - La prévalence des modélisations « technico-économiques ».....	164
B - L'exemple d'une modélisation macroéconomique : la « vision » ADEME/OFCE 2030-2050	169
II - La spécificité démographique française	171
III - Le bouleversement du contexte énergétique	174
A - La crise économique	174
B - L'Europe déstabilisée par l'exploitation des gaz non conventionnels aux Etats-Unis.....	176
IV - La question de l'intermittence et du stockage	181
A - L'intermittence : un problème sous-estimé.....	181
B - Le stockage de l'électricité, un enjeu majeur.....	189
C - Aller vers un coût complet	193
V - Défis technologiques et physiques	198
A - De nombreux paris technologiques à assumer.....	198
B - Des contraintes physiques	200
VI - Produire mieux, améliorer les usages.....	203
A - Des changements de comportement pour des économies d'énergie	203
B - Transports : la réduction de mobilité, une réponse non unique sur le climat.....	206
C - Habitat : la solution de l'autonomie énergétique	209

VII - Réduire l’empreinte carbone ou les émissions nationales	211
A - Emissions et empreinte : deux concepts distincts	211
B - Empreinte, le rôle du commerce international.....	213
C - Empreinte et émissions, des trajectoires divergentes.	214
 CONCLUSION GÉNÉRALE.....	 221
 ANNEXES	 227
 Annexe I. Lettre de saisine du Président de l’Assemblée nationale et lettre de réponse du Premier président de la Cour des comptes	 228
 Annexe II. Comité d’experts et personnes auditionnées.....	 230

Avertissement

Sur proposition du Comité d'évaluation et de contrôle des politiques publiques (CEC), le Président de l'Assemblée nationale a saisi par courrier du 6 novembre 2012, le Premier président de la Cour des comptes d'une demande d'évaluation de « *la mise en œuvre par la France du Paquet énergie-climat de 2008* », au titre des dispositions de l'article L. 132-5 code des juridictions financières.

Le Premier président a accepté cette demande par un courrier au Président de l'Assemblée nationale du 24 décembre 2012, la remise du rapport étant fixée à fin décembre 2013.

Outre l'efficiency et l'efficacité des instruments de la politique considérée, le rapport aborde l'ensemble de ses résultats et de ses impacts. Toutefois, cette enquête n'a pas mis en œuvre l'intégralité des méthodes requises pour une évaluation. Le champ étudié s'est révélé en effet trop étendu pour que la Cour puisse s'appuyer sur un échantillon représentatif des parties prenantes.

Pour autant, l'enquête a pris appui sur un comité d'experts indépendants, spécialistes des différents domaines concernés. Ce comité, composé préalablement au début des investigations, a été réuni au début des travaux, afin de valider la méthode retenue et les grandes orientations qui en découlaient, puis, après quelques mois, afin de faire examiner les résultats intermédiaires.

D'autre part, l'enquête s'est aussi appuyée sur les principales conclusions des travaux de la Cour sur « la politique de développement des énergies renouvelables », publiées en juillet 2013. Un parangonnage international a enfin été réalisé sur la mise en œuvre du Paquet énergie-climat.

Le contenu du rapport a fait l'objet d'une procédure contradictoire écrite, d'un relevé d'observations provisoires aux administrations et organismes concernés, auquel il a été répondu en novembre 2013. La Cour a procédé à un nombre important d'auditions (cf. liste en annexe II).

Le présent rapport (et ses annexes), qui constitue la synthèse définitive de l'enquête effectuée, a été préparé, et délibéré le 18 novembre 2013, par la formation interchambres, présidée par M. Descheemaeker, président de chambre maintenu, et composée de Mme Seyvet, conseillère maître, M. Ravier, conseiller maître, ainsi que, en tant que rapporteurs

généraux, MM. Rigaudiat et Migus, conseillers maîtres, en tant que rapporteurs M.M Resplandy-Bernard et Jean-Luc Tronco, conseillers référendaires, M. Batel, rapporteur extérieur, assistés de Mme Martin-Vidal, et, en tant que contre-rapporteur, M. Paul, conseiller maître.

Il a ensuite été examiné et approuvé le 10 décembre 2013 par le comité du rapport public et des programmes, composé de MM. Migaud, Premier président, Bertrand, rapporteur général du comité, Mme Froment-Meurice, MM. Durrleman, Levy, Lefas, Briet, Mme Ratte et M. Vachia, présidents de chambre, et M. Johanet, procureur général entendu en ses avis.

Résumé

Établi dans le cadre de la mission impartie à la Cour d'assistance au Parlement et au Gouvernement, le présent rapport répond à une demande d'évaluation de « *la mise en œuvre par la France du Paquet énergie-climat de 2008* », pour le Comité d'évaluation et de contrôle des politiques publiques de l'Assemblée nationale.

1 - Une analyse à visée évaluative d'un ensemble complexe : le Paquet énergie climat.

Le « Paquet énergie climat » (PEC), qui rassemble les éléments de la politique européenne de lutte contre le réchauffement climatique, est un ensemble de textes discutés et décidés sous présidence française, puis adoptés en 2009 à la suite de négociations entre pays membres aux intérêts parfois divergents.

Son caractère, nécessairement composite, rend déjà, à lui seul, l'évaluation de sa mise en œuvre complexe. Ses trois objectifs principaux, résumés sous le terme des « trois fois vingt », impliquent, en effet, à l'horizon 2020, une réduction globale pour l'Union Européenne de 20 % des émissions de gaz à effet de serre (GES), le développement des énergies renouvelables (EnR) au niveau de 20 % de la consommation d'énergie finale et une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique, seuls les deux premiers objectifs étant contraignants. Or la poursuite des uns n'est pas indépendante de celle des autres. Ces objectifs peuvent ainsi, soit se conforter, soit, parfois, se contrarier. Ils se confortent, par exemple, lorsque l'amélioration de l'efficacité énergétique contribue à la baisse des émissions. À l'inverse, ils peuvent se contrarier lorsque, par exemple, le développement des énergies renouvelables conduit à ce qui, plus loin, est appelé une « carbonation paradoxale ».

L'évaluation du PEC est de surcroît rendue plus délicate encore par les singularités de chacun des Etats-membres. D'abord, parce que, dans le cadre général du PEC, chacun d'entre eux s'est vu attribuer des objectifs propres, déterminés en fonction de sa richesse économique dans le cadre du « partage du fardeau » : pour la France, -14 % d'émission de GES par rapport à 1990 (hors système de permis négociables) et 23 % d'EnR. Ensuite, parce que chacun est, par ailleurs, resté maître de la définition et de la poursuite de ses objectifs et horizons, dès lors du moins qu'ils respectaient ceux du PEC. Tout comme ses partenaires, la France n'a pas manqué de mettre en œuvre sa propre politique, dont certains des objectifs étaient même plus ambitieux que ceux que l'Europe lui avait

attribués. Cette multiplicité des horizons et des objectifs, si elle s'avère être un obstacle supplémentaire à l'évaluation, est d'abord une difficulté et un risque pour une mise en œuvre cohérente et un suivi efficace de la politique de lutte contre le changement climatique.

La Cour des comptes ne pouvait s'abstraire de ce contexte. Son analyse porte donc sur l'ensemble des mesures prises en France visant à une transition énergétique, appelée aussi « transition écologique », qui permet de lutter contre le réchauffement climatique. Elle s'efforce de resituer dans cet ensemble ce qui relève spécifiquement du PEC. Il ne s'agit donc pas à proprement parler d'une évaluation de la mise en œuvre du PEC, au sens méthodologique que la Cour donne au terme « évaluation », mais, d'une analyse à visée évaluative.

2 - France : un mix énergétique déjà parmi les moins carbonés

Avec 227 tCO₂ émises par M€ de PIB en 2009 et, selon des données encore provisoires, moins de 210 tCO₂ aujourd'hui, la France est l'une des économies parmi les moins carbonées en Europe, la deuxième après la Suède. Rapportées au PIB, les émissions françaises représentent ainsi moins des 2/3 de la moyenne de l'Union européenne ou des émissions de l'Allemagne, à peine plus de la moitié de celles des Pays-Bas.

Cette spécificité est essentiellement due à une production électrique qui est aux 3/4 issue du nucléaire et au 1/6 de sources renouvelables. Au total, l'électricité est ainsi, en France, produite à plus de 90 % à partir de sources non-émettrices de CO₂. Avec 79 g CO₂ par kWh produit, la France émet de ce fait entre cinq et six fois moins que l'Allemagne ou les Pays-Bas pour sa production électrique.

Du fait de cette particularité, les émissions de gaz à effet de serre, autrement dit de carbone (CO₂) et d'autres gaz (méthane, protoxyde d'azote, etc.) de la France proviennent d'abord des transports : 28 % dues à 95 % au seul transport par route. Malgré la contraction récente de l'activité industrielle et les efforts particuliers du secteur de la chimie, l'industrie représente encore 22 % des émissions de GES. L'autre spécificité française est le poids élevé de l'agriculture dans ses émissions de GES (21 % du total, contre seulement 9 % en moyenne en Europe), avec des gaz tels le protoxyde d'azote et le méthane, dont le pouvoir de réchauffement global (PRG, exprimé en tonnes équivalent de CO₂, teqCO₂) est élevé au regard de celui du CO₂. Enfin, avec 18,2 % des émissions, le logement et les activités de service (le « résidentiel-tertiaire ») représente le quatrième et dernier secteur émetteur.

3 - La défaillance des deux outils européens : le marché du carbone et la capture et stockage du carbone

S'agissant de l'Europe, le système d'échange de quotas européens (SCEQE), qui vise à constituer un marché du CO₂, est le principal instrument de la réduction des émissions de GES. Du fait de la gratuité et des surplus de quotas attribués, il n'a, jusqu'ici, que peu touché la compétitivité des entreprises. En contrepartie, il n'a pas non plus réussi à faire émerger un prix du carbone à la hauteur des objectifs de réduction des émissions qui lui avaient été fixés. En période de conjoncture économique défavorable, une conception peu flexible du système a interdit d'ajuster les quotas en conséquence.

De même, s'agissant de l'autre instrument de régulation, le captage et stockage du CO₂ (CSC), l'échelon européen a également été privilégié pour développer les projets. Ses incertitudes techniques, la faible rentabilité des projets du fait du bas prix du carbone et le modeste soutien des Etats ont contribué à ce qui est aujourd'hui un échec avéré. Plus globalement, la mise en œuvre de ces deux instruments, pourtant présentés comme essentiels, a été mise en échec par l'absence d'un prix significatif du carbone. Sa faiblesse actuelle constitue un frein majeur à l'investissement dans la « décarbonation » de l'industrie.

4 - Les outils français de la politique de transition énergétique : une diversité insuffisamment coordonnée et évaluée

S'agissant de la France et de ses outils propres, la mise en œuvre du PEC s'appuie sur de très nombreux dispositifs, de nature tant réglementaire que financière ou fiscale. Globalement, ces mesures très diverses souffrent d'une insuffisante évaluation de la part de l'État, tant en ce qui concerne leur efficacité propre que leur coût effectif.

L'État n'a, en particulier, pas suffisamment mobilisé ses capacités d'expertise pour ajuster sa politique aux réalités. Ainsi, des situations de rente, voire de véritable « bulles » financières, ont parfois été créées, toujours financées par le consommateur ou le contribuable. L'exemple du mauvais ajustement initial des tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque est emblématique d'un tel risque. À l'inverse, certains dispositifs mériteraient d'être renforcés, comme le fonds chaleur. Enfin, la mise en œuvre territoriale du PEC est largement perfectible. Ainsi, au total, l'État a été peu performant, que ce soit en termes de simplicité comme de cohérence de son dispositif réglementaire.

Les montants en jeu sont importants : actuellement et selon les dernières données disponibles, de l'ordre de 37 Md€ d'investissements

énergétiques chaque année, qui sont soutenus par près de 20 Md€ de crédits publics ou liés (tarifs, CSPE, prêt bonifiés..), dont 3,6 Md€ de crédits budgétaires d'État. Or ces montants ne sont encore que très imparfaitement connus. Il est, en particulier, indispensable que le document de politique transversale « Lutte contre le changement climatique », annexé au projet de loi de finances, soit profondément amélioré, afin que la représentation nationale puisse disposer d'une information transparente et fiable sur l'action de l'État.

5 - Une nécessité : renforcer l'interministérialité

La mise en œuvre du PEC, par nature transversale et interministérielle, pose à l'État un problème d'organisation et de pilotage, qu'il n'est pas encore parvenu à entièrement relever. À cet égard, les modalités actuelles d'organisation de l'administration apparaissent notablement perfectibles.

Le caractère interministériel d'une politique aussi structurante pour l'avenir du pays que celle de la lutte contre le changement climatique et de réduction des GES est aujourd'hui insuffisamment affirmé et ne trouve pas véritablement sa traduction dans l'organisation administrative. Ceci vaut tant pour le processus de concertation et de décision en amont, que pour le pilotage des moyens, leur coordination et, *in fine*, leur évaluation. Il doit désormais pouvoir mieux se traduire dans les faits, tant pour le nécessaire débat qui doit, en amont, permettre de la définir, que pour la mise en œuvre, le pilotage et l'évaluation du PEC.

Le processus de concertation pourrait être désormais confié à un organisme tel que le Commissariat général à la stratégie et à la prospective. De même, il apparaît indispensable que le fonctionnement du comité interministériel du développement durable soit profondément rénové et son rôle fermement réaffirmé. Il devrait pour cela être doté d'un secrétariat permanent ayant une réelle autorité et relevant de la direction générale de l'énergie et du climat, et être régulièrement réuni sous la présidence effective du Premier ministre.

6 - France : des résultats positifs ont été obtenus, mais les objectifs 2020 seront difficiles à atteindre

Depuis 2005, les émissions de GES ont baissé en France de plus de 13 %, pour atteindre 474 MteqCO₂ en 2011. L'objectif du protocole de Kyoto, stabilisation des émissions sur la période 2008-2012 par rapport à leur niveau de 1990 (559 MteqCO₂) sera donc largement dépassé. Toutefois, cette situation est le résultat d'évolutions contrastées selon les secteurs. Elle a, pour une large part, été obtenue, grâce à la réduction très

nette par l'industrie des émissions de gaz autres que le CO₂ et en raison des conséquences de la crise économique. L'agriculture a également connu une baisse, d'ampleur limitée, du fait de la réduction des émissions de protoxyde d'azote et de meilleures pratiques culturales. Le secteur logement-tertiaire connaît surtout des fluctuations annuelles en fonction de la rigueur du climat, sans qu'une réelle tendance à la baisse puisse être dégagée. Enfin, le secteur des transports a connu une hausse de ses émissions de 1990 jusqu'en 2004, que la baisse enregistrée depuis lors n'a pas encore permis d'effacer.

En l'état actuel des prévisions, les objectifs 2020 en matière de réduction d'émission de GES et d'efficacité énergétique paraissent pouvoir être atteints. Il n'en demeure pas moins que ces prévisions sont faites sous des hypothèses volontaristes particulièrement fortes, voire, pour certaines irréalistes, notamment en matière de construction de logements et de rénovation thermique. Cela rend une telle prévision particulièrement fragile. De surcroît, une reprise économique significative et durable viendrait encore plus fragiliser la perspective de cette réalisation.

Le développement des énergies renouvelables a, au-delà de la « bulle » du photovoltaïque, connu un début de réalisation, davantage marqué pour l'électricité que pour la chaleur. Globalement, la proportion des énergies renouvelables a ainsi progressé depuis 2005, passant de 9,6 % à 13,1 % et est globalement en phase avec la trajectoire qui a été fixée. En revanche, avec 20,6 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) en 2011, au lieu des 22 Mtep qui étaient visées, les productions d'électricité et de chaleur de sources renouvelables affichaient un retard, en raison, notamment, du secteur de la chaleur.

Pour l'horizon 2020, du fait de ce retard, atteindre les objectifs supposerait que l'accroissement de production annuelle d'énergie à réaliser d'ici là soit six fois ce qu'il a été entre 2005 et 2011 pour l'électricité renouvelable et sept fois pour la chaleur renouvelable. Les productions supplémentaires à réaliser dans la plupart des filières sont ainsi, à l'exception de l'hydroélectricité, très importantes. Devant cette situation et au vu de telles tendances, l'atteinte des objectifs globaux pour 2020 en matière d'énergies renouvelables apparaît ainsi difficile.

7 - Europe : une meilleure efficacité énergétique, les ambiguïtés de « l'Energiewende » allemande

Tous les Etats les plus importants de l'Union européenne voient leur intensité énergétique diminuer depuis 2000. Il reste que la hiérarchie

des pays demeure pour l'essentiel inchangée : depuis 1990, les moins émetteurs demeurent la Suède et la France.

La politique allemande de transition énergétique, *l'Energiewende*, est souvent mise en exergue, dans la mesure où elle repose sur une sortie rapide du nucléaire et une accélération de la mise en œuvre des énergies renouvelables. Elle fait ainsi office d'exemple et de laboratoire de la transition énergétique. L'Allemagne a été pionnière du développement des EnR au niveau mondial, et la production d'électricité renouvelable y a été multipliée par six en quinze ans, au prix d'un investissement considérable dans les installations photovoltaïques et éoliennes. La contrepartie en est que, du fait de la nécessité de faire appel à des énergies de soutien pour faire face à l'intermittence des EnR, l'Allemagne a, de fait, renoncé à la priorité de diminution des émissions de CO₂, celles-ci connaissant désormais, au contraire, une hausse. Au total, l'Allemagne continue d'être un grand émetteur, 1,8 fois plus que la France par rapport à la richesse produite.

Cette politique se heurte aux difficultés à développer le réseau de transport et de distribution qui lui est nécessaire. Elle suscite ainsi actuellement des réticences des pays voisins, qui voient de ce fait la sécurité de leurs propres réseaux en risque d'être compromise. Enfin, la mise sur le réseau d'un volume important d'électricité d'origine intermittente conduit, du fait de l'obligation d'achat faite aux opérateurs, à des évolutions erratiques du prix de l'électricité, qui vont jusqu'à le rendre parfois négatif. Cela met actuellement fortement en péril la rentabilité des centrales au gaz, pourtant nécessaires pour produire une électricité de soutien faiblement carbonée.

8 - La nécessité d'un effort considérable d'investissement

S'il est encore difficile d'en appréhender avec précision le montant exact, il apparaît néanmoins avec certitude que l'effort d'investissement requis par la transition énergétique sera considérable et devra porter sur plusieurs décennies. C'est, entre autres, ce que le récent « débat national sur la transition énergétique » a permis d'établir. Cet effort suppose, en effet, une augmentation des investissements dédiés à l'énergie que l'on peut estimer être, selon les différents scénarios retenus, comprise entre 0,5 et 2 points de PIB. Par rapport à la situation actuelle et aux 37 Md€ aujourd'hui consacrés aux investissements énergétiques, il s'ensuivrait un accroissement, variant entre + 30 % et un doublement, dont il faudra trouver le financement.

Il convient, au demeurant, de souligner qu'un tel effort d'investissement ne se traduit ni nécessairement, ni mécaniquement par la

structuration de filières industrielles durables permettant de déboucher sur des créations d'emplois substantielles. Le développement ou la consolidation d'une filière industrielle supposent que des conditions soient impérativement réunies - loyauté de la concurrence internationale, stabilité des règles et des incitations, délai de mise en place d'une capacité de production, notamment - qui ne se limitent pas à l'investissement, même massif, dans les biens qu'elles sont appelées à produire. L'investissement dans la transition ne saurait en lui-même passer pour un substitut de politique industrielle. Celle-ci demeure indispensable.

9 - Des choix à assurer, des incertitudes à lever : développer les outils de simulation

L'horizon de long terme qui est celui de la transition énergétique, dans laquelle le PEC s'inscrit, comme l'ampleur des investissements requis, rendent d'autant plus nécessaire que des scénarios contrastés puissent être publiquement examinés, confrontés et discutés afin de rendre beaucoup plus transparent le débat collectif qui est indispensable et d'ainsi permettre des choix éclairés. Force est de constater que, faute d'instruments aisément mobilisables, tel n'est pas encore le cas.

Les outils actuellement disponibles et habituellement utilisés sont, en effet, des modèles qui, pour l'essentiel, reposent sur une modélisation physique de la transition énergétique. Leurs limites sont apparues lors du débat national sur la transition énergétique. En raison de la complexité de leurs hypothèses, de tels modèles se prêtent, en effet, très mal au débat public, dès lors restreint à un cercle limité d'experts. De surcroît, ils ne permettent que très difficilement de déboucher sur les conditions et les effets économiques de la transition – investissements requis et leur financement, équilibre de la balance extérieure, etc. - et ses conséquences sociales – coût pour le consommateur et son pouvoir d'achat, emplois créés.

Quant aux modélisations macroéconomiques, encore faiblement développées, elles en sont pour l'instant à de premières utilisations en vraie grandeur qui permettent d'en examiner les principes et de les perfectionner. Elles n'ont, en tout état de cause, pu être véritablement utilisées pour le débat national. Il n'est ainsi que plus frappant de constater que le besoin d'une modélisation macroéconomique n'ait pas été suffisamment ressenti par les administrations publiques, tant celles en responsabilité de piloter le débat, que celles dont la mission est de développer les outils de la prévision économique.

De tels outils sont d'autant plus nécessaires que le contexte énergétique mondial et européen subit deux ensembles de transformations, qui risquent de l'affecter durablement.

La crise économique, tout d'abord, est venue soutenir les résultats positifs obtenus en matière d'émissions, alors que, à moyen et long terme, la sensible réduction des investissements ne peut que porter des effets négatifs.

Le deuxième bouleversement provient du développement rapide de l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels – pétrole et gaz. Limitée actuellement pour l'essentiel aux Etats-Unis, mais sans doute à l'avenir étendue dans de nombreux autres pays, cette mise en exploitation est un facteur considérable de perturbation, dont il est indispensable de prendre l'exacte mesure. Elle a d'ores et déjà entraîné une forte baisse du prix du charbon, amenant ainsi à une substitution de celui-ci au gaz dans les centrales de « back up » et, plus largement, à une recarbonisation en Europe. Par ailleurs, indépendamment des choix français, la poursuite de son développement amènera une modification sans doute importante et durable des perspectives économiques de l'énergie. Tout scénario se devra de prendre en compte cette incertitude majeure.

10 - Répondre au défi de l'intermittence

Comme le montre l'*Energiewende* allemande, dès lors que la place des énergies renouvelables devient importante dans la production électrique, leur intermittence est un facteur de désorganisation. D'abord, physiquement, parce que les réseaux doivent y être adaptés. Ainsi, le développement des EnR requiert le renforcement des réseaux et le développement de leur interconnexion. L'acceptabilité sociale de ces conséquences pratiques du développement des EnR – la création de lignes supplémentaires, notamment à très haute tension, l'effacement de la demande - reste à vérifier, alors même qu'elle en est l'une des conditions.

Ensuite, les questions du stockage de l'énergie et de la gestion des réseaux apparaissent comme des enjeux cruciaux et coûteux, pourtant très largement mésestimés. De façon générale, la transition suppose des technologies en rupture, dont la maturité, le plus souvent espérée et présumée par les divers scénarios à l'horizon d'une ou deux décennies, doit être interrogée. À tout le moins, cela implique la nécessité d'un accroissement sensible de la recherche et du développement de démonstrateurs en ces domaines.

Il faut enfin pouvoir suppléer à des éventuelles insuffisances. Répondre aux besoins avec une production d'électricité incertaine implique, en effet, de prévoir les dispositifs de complément : importations

d'électricité et donc interconnexions renforcées, centrales de « back up » et donc recarbonation du mix électrique, surdimensionnement de la puissance installée et donc investissements supplémentaires, stockage durable de l'énergie, effacement de la demande, notamment. Les réponses sont connues dans leur principe, mais certaines ne sont ni techniquement ni économiquement accessibles à l'heure actuelle. Toutes ont un coût.

11 - Aller vers des coûts complets et systémiques de l'énergie

Force est de constater que la prise en compte de ces différents éléments n'est pas actuellement réalisée ni, *a fortiori*, suffisamment intégrée dans les choix à appliquer. Cette remarque, qui vise à aller vers des coûts complets et systémiques, est d'ailleurs d'ordre général. Elle vaut pour l'ensemble des sources et pas seulement les EnR. Une telle omission est peu dommageable quand les EnR demeurent marginales dans le mix énergétique, mais elle devient cruciale dès lors que cette place peu à peu s'affirme. Elle est, de ce fait, devenue indispensable. Elle conduira à mieux évaluer l'ampleur des investissements nécessaires, qui ne consistent pas seulement en les seules installations de production. Elle permettra d'évaluer les surcoûts de l'énergie qui s'ensuivraient et qu'il faudra, *in fine*, faire supporter au consommateur ou au contribuable. Elle amènera, ensuite, à mieux hiérarchiser les priorités, puisque le choix entre les différentes sources d'énergie à utiliser, - et notamment les EnR non intermittentes (biomasse, géothermie, notamment) -, pourra être fait en fonction de leur coût effectif, c'est-à-dire systémique. Enfin, elle permettra des choix plus rationnels dans l'organisation et l'équilibre entre les deux principaux types de moyens à mobiliser pour aller vers une économie décarbonée : le développement des énergies renouvelables et une efficacité, sinon une sobriété, énergétique accrue.

La transition vers les nouvelles sources d'énergie soulève de très nombreuses questions. Il faudra impérativement leur trouver des réponses, si l'on veut pouvoir éviter les blocages que l'on peut dès aujourd'hui anticiper, en particulier à partir des difficultés que provoque la politique allemande d'*Energiewende*. Ces questions sont multiples : soutenabilité du coût, limites physiques des sources substituables aux hydrocarbures, incertitudes technologiques et économiques, notamment liées à l'intermittence des énergies solaire et éolienne.

Reste aussi la question du modèle économique à utiliser dans l'avenir : marché de capacités pour les énergies de complément, dites de « back up », interrogation sur l'efficacité de l'obligation d'achat, juste valorisation du coût du carbone, valorisation du stockage et d'un « réseau intelligent » de transport et de distribution, adaptation et effacement de la consommation, autoconsommation de l'énergie produite, par exemple.

12 - Organiser l'effort autour des usages de l'énergie plutôt que de sa seule production

Défini au niveau de l'Union européenne, le PEC s'est, au total, révélé mal adapté à la situation française. Disposant, et de très loin, d'un mix énergétique parmi les moins carbonés, de l'Union et du monde, du fait de la place qu'y occupe l'énergie nucléaire, la France est de ce fait pénalisée par un objectif de réduction des émissions commun fixé en valeur relative. Elle l'est d'autant plus que sa dynamique démographique positive la distingue fortement de ses partenaires. S'il ne constitue donc que l'un des multiples déterminants de la donne énergétique, le facteur démographique ne devrait cependant manquer d'être pris en compte, que ce soit dans les réflexions sur les évolutions à donner à un éventuel nouveau Paquet énergie-climat, dans la fixation d'objectifs au-delà de 2020, ou dans la répartition des efforts à réaliser par chacun des pays de l'Union.

Quant à la politique de transition énergétique française, largement tournée vers la production d'énergie électrique renouvelable, elle reste très insuffisamment soucieuse des progrès qui pourraient être réalisés dans des usages beaucoup plus efficaces de l'énergie. De surcroît, essentiellement centrée en ce domaine sur le logement, elle se préoccupe trop peu des autres secteurs. Ceci est particulièrement vrai des transports, pourtant premier émetteur de CO₂, et de l'agriculture, dont les émissions de GES autres que le CO₂ sont très significatives.

Il apparaît donc nécessaire de beaucoup plus organiser l'effort autour des usages de l'énergie, plutôt que de, paradoxalement, le focaliser à l'excès sur celui de sa seule production, d'ores et déjà, en France, peu carbonée.

13 - Pour lutter contre le changement climatique, plutôt faire le choix de réduire l'empreinte carbone

Au-delà du cas français, les objectifs du PEC apparaissent de plus en eux-mêmes mal adaptés à ce qui est le but ultime : la lutte contre le changement climatique. Fixés en termes d'émission de GES, et plus particulièrement de leurs émissions nationales, ils gagneraient à l'être en termes d'empreinte. En incluant le contenu en carbone des exportations et des importations, cette notion permet, en effet, de prendre en compte une réalité qui, dans des économies ouvertes, est désormais globale.

Le modèle de consommation, plus que le système de production, tel est bien, en définitive, ce qu'il conviendrait de modifier, dès lors du

moins que l'on est dans une économie relativement peu carbonée et que l'on vise à lutter efficacement contre le réchauffement climatique.

Empreinte ou émissions, c'est autour de cet objectif principal et, si possible, unique que cette politique devrait en définitive être organisée.

* * *

Par l'ampleur des transformations qu'elle requiert, par la mise en cause des modèles culturels – alimentaires, de mobilité, de logement et d'urbanisme - et la recherche d'une sobriété énergétique inédite qu'elle suppose, la transition énergétique rendue nécessaire par le réchauffement climatique et la dépendance de nos économies aux énergies fossiles, est un projet qui véritablement implique l'invention d'un nouveau modèle de société. Par l'importance des investissements qu'elle nécessite, elle devrait conduire à la mobilisation durable de moyens financiers considérables. La France, qui contribue pour 4 % au PIB mondial et pour 1 % aux émissions, ni même l'Europe, avec 25 % du PIB mondial et 8 % des émissions, ne peuvent la mener seules.

Une telle mutation ne peut ni s'inventer, ni se conduire sans une implication et une acceptation sociale fortes. Sa définition doit pouvoir reposer sur un débat public informé et transparent.

Recommandations

La Cour formule les recommandations ci-après :

Recommandation 1 :

- réaffirmer le rôle et rénover le fonctionnement du comité interministériel pour le développement durable. Son secrétariat permanent devrait relever du ministre chargé de l'environnement et du développement durable et être assuré par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC). Le commissariat général au développement durable pourrait être supprimé ;

Recommandation 2 :

- dans le document de politique transversale de « lutte contre le changement climatique, », annexé à la loi de finances, présenter de façon transparente et méthodologiquement fiable les résultats et les moyens de cette politique, en identifiant ceux qui relèvent du Paquet énergie climat (PEC) ;

Recommandation 3 :

- charger le commissariat général à la stratégie et à la prospective (CGSP) du débat et de la concertation sur la transition énergétique, et de la mise au point des outils de simulation nécessaires ;

Recommandation 4 :

- regrouper et simplifier les différents dispositifs de soutien et d'accompagnement. Une fois définis et correctement quantifiés, ils devront demeurer stables, afin de permettre aux acteurs de s'engager dans des investissements de longue durée ;

Recommandation 5 :

- intensifier la politique de recherche et de réalisation de démonstrateurs dans les domaines qui constituent des verrous technologiques au développement des énergies renouvelables ;

Recommandation 6 :

- revoir les méthodes de soutien et de financement de la politique de développement des énergies renouvelables, en intégrant les coûts complets systémiques dans le calcul économique (la Cour réitère ici ses recommandations contenues dans son rapport public thématique¹ de juillet 2013 sur cette politique) ;

Recommandation 7 :

- au-delà des moyens déjà engagés dans la politique concernant le logement et le secteur tertiaire, accroître les moyens de la politique d'efficacité énergétique, tout particulièrement dans :
 - a. les transports, où l'effort principal doit porter sur la route ;
 - b. l'agriculture, pour laquelle il faut inciter à la diminution de l'utilisation des engrais, développer la politique de la forêt et de l'utilisation des sols ;
 - c. la politique de « l'État exemplaire », où il s'agit de rattraper un retard important ;

Recommandation 8 :

- adopter, pour le futur Paquet énergie-climat, un unique objectif quantifié : la diminution des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, les autres objectifs devant lui être subordonnés ;

Recommandation 9 :

- privilégier la réduction de l'empreinte carbone plutôt que celle des émissions nationales.

¹ Cour des comptes, *Rapport public thématique : La politique de développement des énergies renouvelable*. La Documentation française, juillet 2013, 241 p., disponible sur www.ccomptes.fr

Introduction

Le Paquet énergie-climat (PEC) consiste en un ensemble de textes publiés en 2009, qui définissent, sur un calendrier allant jusqu'à 2020, la politique communautaire de lutte contre le réchauffement climatique et les éléments de politique énergétique qui y contribuent. Le travail de la Cour a porté sur l'analyse de la transposition et la mise en œuvre nationale de cette politique.

Après une brève analyse des objectifs européens et la façon dont ils s'insèrent dans les objectifs nationaux préexistants (chapitre I), le rapport analyse les résultats (chapitre II) et l'efficacité de la mise en œuvre de cette politique, à travers les outils et les moyens mis en œuvre jusqu'à présent (chapitre III).

Le chapitre IV développe, à partir de l'état actuel, les perspectives et les conditions nécessaires à la réalisation des objectifs 2020 du PEC. Une comparaison y est faite avec les résultats obtenus par les principaux pays européens.

Enfin, le chapitre V tire les enseignements de la mise en œuvre du PEC en France et en Europe, dans un contexte énergétique mondial en pleine évolution : problématique de l'intermittence des énergies renouvelables, avec les verrous technologiques et économiques qui lui sont associés, défis sociétaux des politiques à mettre en œuvre pour une meilleure efficacité énergétique, réduction non seulement des émissions nationales mais aussi de l'empreinte carbone, etc.

Le sujet très étendu du Paquet énergie climat a nécessité, pour l'analyse de sa mise en œuvre, un travail approfondi dans différents domaines. En conséquence, une série de sept annexes thématiques complètent le rapport : le nouveau contexte international et l'Europe, la « carbonation » paradoxale, empreinte et taxe, la mise en œuvre du PEC par secteur, le système communautaire d'échanges de quotas, les défis technologiques, les modèles de simulation, le captage et stockage du carbone (CO₂).

Chapitre I

Une politique européenne et nationale

I - L'adoption du Paquet énergie-climat : une longue gestation

A - La reconnaissance du lien entre réchauffement climatique et gaz à effet de serre

Bien qu'il ait été démontré et décrit dès 1827 par Jean-Baptiste Fourier, ce n'est qu'à la fin du XIX^{ème} que le physicien danois Svante Arrhenius analyse le mécanisme d'*effet de serre* et prédit l'influence d'une augmentation du carbone (CO₂) sur la température de l'atmosphère. Ces travaux furent ensuite oubliés. Ce n'est qu'à partir de la fin des années 1960 que les études reprirent sur les effets de la forte hausse de la concentration de CO₂.

En 1990, le Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)² nouvellement créé, conclut à « *la certitude que [...] les*

² Créé en 1988, le GIEC est placé sous l'égide du Programme des Nations-Unies pour l'environnement (PNUE) et de l'Organisation mondiale de la météorologie (OMM). Il a pour mission « *d'évaluer, sans parti pris et de façon méthodique, claire et objective, les informations d'ordre scientifique, technique et socio-économique qui nous sont nécessaires pour mieux comprendre les fondements scientifiques des risques liés au changement climatique d'origine humaine, cerner plus précisément les conséquences possibles de ce changement et envisager d'éventuelles stratégies d'adaptation et d'atténuation. [...]. Ses évaluations sont principalement fondées sur les publications scientifiques et techniques dont la valeur scientifique est largement reconnue.* »

émissions dues aux activités humaines accroissent sensiblement la concentration dans l'atmosphère des gaz à effet de serre : dioxyde de carbone, méthane, chlorofluorocarbones (CFC) et oxyde nitreux. Cette augmentation renforcera l'effet de serre, intensifiant le réchauffement général de la surface terrestre. ».

Depuis, les mesures et les modèles n'ont cessé de s'affiner au fur et à mesure des rapports quadriennaux de ce groupe d'experts. Le GIEC a publié, fin 2013, ses dernières conclusions à l'intention des décideurs politiques³ et un premier rapport scientifique⁴. Il déclare ainsi que : « *l'influence humaine sur le système climatique est claire. Cela est évident à partir de l'augmentation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, du forçage radiatif positif, du réchauffement observé et de la compréhension du système climatique* »

L'élévation mesurée des températures, attribuée à l'augmentation depuis les débuts de la période industrielle (cf. figure 1) de la concentration des gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropique, risque, à terme, de créer des dérèglements de grande ampleur.

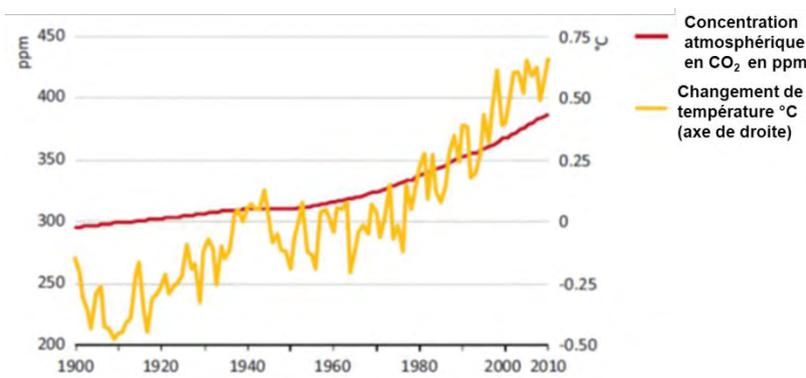


Figure 1. Evolution de la température moyenne mondiale (en jaune) au regard de l'évolution de la concentration atmosphérique de CO₂. Source: Cour des comptes d'après "Redrawing the energy-climate map. World Energy Outlook Report, June 10th, 2013".

Historiquement située aux environs de 275-280 ppm⁵, la concentration atmosphérique en CO₂ a atteint le chiffre de 400 ppm au

³ Cf. le « Résumé de conclusions du 5^{ème} Rapport du GIEC à l'attention des décideurs », adopté par les 195 délégations membres du GIEC le 27 septembre 2013.

⁴ Working group, Contribution to the IPCC fifth assessment report climate change 2013: the physical science basis

⁵ Particules par million.

Mauna Loa en mai 2013, soit une augmentation de près de 35 % par rapport aux maxima cycliques depuis 400 000 ans (cf. Figure 2).

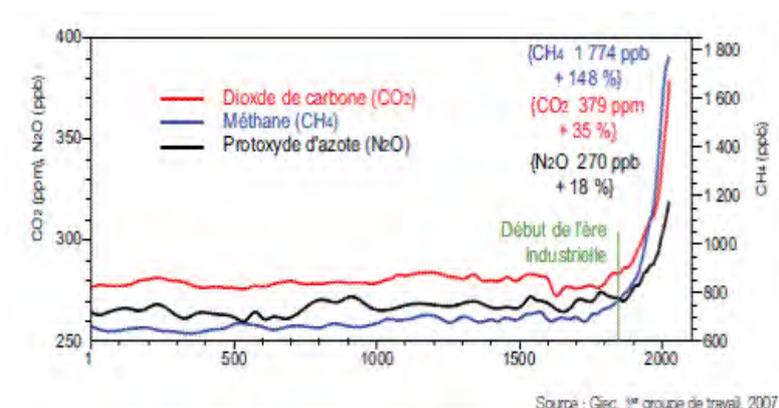


Figure 2. Concentrations atmosphériques de GES de l'an 1 à 2005.

Gaz à effet de serre, CO₂ et pouvoir de réchauffement global

Si le dioxyde de carbone (CO₂) est le principal gaz "naturel" à effet de serre, après la vapeur d'eau (H₂O) dont l'origine anthropique est jusqu'à présent négligeable, cinq autres gaz sont internationalement reconnus comme étant les principaux responsables de l'effet de serre :

- Le méthane (CH₄) ou gaz naturel ;
- L'oxyde nitreux (N₂O) ;
- L'hexafluorure de soufre (SF₆) ;
- Les hydrofluorocarbures (HFC) ;
- Les perfluorocarbures (PFC) ou hydrocarbures perfluorés.

Chacun de ces gaz possède un "pouvoir réchauffant global" (PRG) différent⁶, indicateur calculé sur la base d'un horizon d'un siècle, afin de tenir compte de la durée de séjour des différentes substances dans l'atmosphère. Par définition, l'effet de serre attribué au CO₂ est fixé à 1 et celui des autres substances l'est relativement au CO₂. Le PRG, qui donne une estimation d'ensemble de l'effet de serre, est ainsi exprimé en "équivalent CO₂" (noté eqCO₂). Les correspondances reconnues sont les suivantes : CO₂ = 1 ; CH₄ = 21 ; N₂O = 310 ; SF₆ = 23 900 ; HFC = variables selon les molécules et l'année considérées (valeur pondérée de 5 011 en 1990, 6 726 en 1993, 1 620 en 2010) ; PFC = variables selon les molécules considérées (valeur pondérée de 7 317 en 1990, 7 508 en 1994 et 7 320 en 2010)

⁶ Adopté par toutes les instances internationales, comme par le GIEC, cet indicateur vise à regrouper sous une seule valeur l'effet cumulé de toutes les substances contribuant à l'accroissement de l'effet de serre et permet de mieux mesurer l'externalité négative de chacun de ces gaz.

À titre d'exemple, l'émission d'1 kg de méthane dans l'atmosphère produira, sur un siècle, un effet identique à l'émission de 23 kg de CO₂ ; de même le rejet d'1 kg d'hexafluorure de soufre dans l'atmosphère, produira le même effet, sur un siècle, que l'émission de 23 900 kg de CO₂.

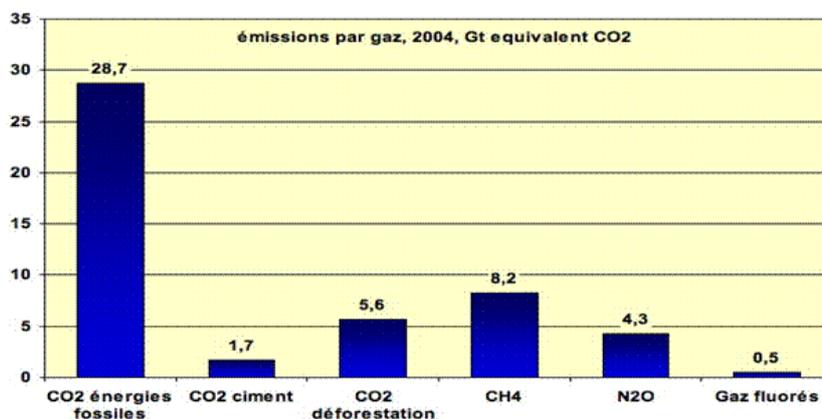


Figure 3. Emissions annuelles mondiales de gaz à effet de serre (sauf l'ozone), en MdteqCO₂ (2004)⁷

Ainsi, le CO₂ n'est que l'une des sources de gaz d'origine anthropique responsable de l'effet de serre, même s'il en constitue la principale.

B - La lutte contre le changement climatique et les engagements internationaux : de Rio à Doha

Signée lors du premier sommet de la Terre, à Rio, en juin 1992, la convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CNUCC) est le texte fondateur de la lutte contre le changement climatique. Entrée en vigueur le 21 mars 1994, elle se donne pour objectif de stabiliser les concentrations atmosphériques de GES à un niveau empêchant toute perturbation dangereuse du système climatique, désormais reconnu comme ressource partagée, et se propose de mettre en place un cadre global pour faire face au défi posé par les changements climatiques.

⁷ Source : « BP statistical Review 2009 » pour les consommations de combustibles fossiles ; IPCC AR4 WG 3 (2007) pour la production de ciment ; Houghton, The Woods Hole Research Center pour le CO₂ dû à la déforestation ; IPCC AR4 WG 3 (2007) pour les gaz hors CO₂ ; calculs de JM Janvovici, (<http://www.manicore.com/documentation/serre/GES.html>)

Ce texte est complété, en décembre 1997, par l'adoption du protocole dit de Kyoto, qui entre en vigueur le 16 février 2005. Ce document engage alors les pays industrialisés qui l'ont ratifié⁸ et sont regroupés dans l'annexe B du protocole, à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 5,2 % en moyenne d'ici 2012 par rapport au niveau de 1990.

Il faudra attendre décembre 2007 et la « conférence des Parties » de Bali, pour que les négociations engagées dans le cadre de la CNUCC connaissent un nouvel élan. Une feuille de route est alors adoptée, en vue d'aboutir à un nouveau traité international, destiné à prendre la suite du protocole de Kyoto, qui arrive à échéance en 2012.

Devant l'absence de consensus, la conférence de Copenhague de décembre 2009 se conclut par l'adoption d'un texte juridiquement non contraignant. Il affirme la nécessité de limiter le réchauffement global à 2 °C par rapport à l'ère pré industrielle, mais ne comporte aucun engagement chiffré de réduction des émissions de gaz à effet de serre⁹.

Depuis 2009 le processus de la CNUCC connaît d'importantes difficultés pour aboutir à un nouvel accord. En particulier, certains pays développés, tels les Etats-Unis, ne veulent pas que des engagements chiffrés et contraignants soient fixés, tant que certains émergents, tels la Chine, en demeurent exemptés. L'annonce par le Canada, lors de la conférence de Durban en novembre-décembre 2011, de sa volonté de quitter avant l'heure le protocole de Kyoto, et celle faite de façon concomitante par le Japon et la Russie de leur intention de ne pas renouveler leur adhésion à une deuxième période d'engagement du protocole, ont par ailleurs largement contribué à cette stagnation.

Si elle n'a pas marqué de tournant¹⁰, la conférence de Doha de décembre 2012 permet néanmoins au processus de négociation d'afficher une unité de l'ensemble des participants et de fixer un nouvel agenda. Pour la première fois, en effet, le texte associe tous les pays dans la lutte contre le réchauffement climatique, y compris la Chine, l'Inde et les Etats-Unis. Par ailleurs, la 17^{ème} conférence des Parties s'achève par l'établissement d'une feuille de route pour un accord prévoyant d'établir d'ici à 2015 un pacte global de réduction des émissions de gaz à effet de

⁸ Le sénat américain a refusé, en 2000, de ratifier ce protocole contraignant que les Etats-Unis avaient pourtant signé.

⁹ L'historique de l'émergence de ce plafond politique est bien décrit dans, « 2 °C: *the history of a policy-science nexus* », Working paper, n° 19/11, December 2011, Béatrice Cointe, Paul-Alain Ravon (Sciences Po), Emmanuel Guérin (IDDRI).

¹⁰ Le texte ne prévoit ainsi ni contrainte juridique, ni hausse du niveau des mesures pour réduire les émissions de GES, afin de limiter le réchauffement sous le seuil de 2 °C.¹¹ Conclusions de la Présidence – Bruxelles, les 8 et 9 mars 2007, p. 11.

serre, dont l'entrée en vigueur pourrait avoir lieu en 2020. À l'issue de cette conférence, le protocole de Kyoto fut également prolongé, pour une deuxième période dont la durée, 5 ou 8 ans reste encore à débattre. Toutefois, avec le retrait du Canada et du Japon et la montée en puissance de grands émergents comme l'Inde, le Brésil et la Chine, les 37 participants acceptant de s'engager de façon contraignante pour la deuxième période ne représentent plus désormais que 14 % des émissions mondiales, dont 12 % pour la seule Union Européenne, contre près de 37 % en 2005.

Au total, depuis l'expiration de la première période du protocole de Kyoto et dans l'attente de nouveaux objectifs officiels avalisés par la CNUCC pour la deuxième période, il n'existe plus d'objectifs contraignants internationaux, mais une série d'objectifs nationaux, dont le référentiel varie selon les pays (réduction absolue, réduction de l'intensité énergétique par rapport à une année de référence, etc.). Seuls subsistent donc actuellement, pour l'Union Européenne, les cibles qu'elle s'est elle-même fixées dans le paquet énergie climat de 2008

Dans ce contexte, la tenue à Paris en 2015 de la 20^{ème} Conférence des Parties, dont les Nations Unies souhaitent vivement qu'elle débouche sur un nouvel accord international de grande ampleur est une date importante.

II - Les engagements européens : le Paquet énergie climat et ses « trois fois 20 »

A - Le contexte

L'adoption du paquet énergie climat en 2008 se déroule dans un contexte de montée en puissance de la question climatique et énergétique.

Le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 fait de la question climatique et énergétique une priorité de son agenda et fait adopter une approche « *intégrée de la politique en matière de climat et de la politique énergétique* », estimant que « *les deux volets doivent être complémentaires* »¹¹. Tout en réaffirmant la pleine liberté des Etats membres de choisir leur propre bouquet énergétique, le Conseil dégage trois objectifs : lutter contre le changement climatique ; accroître la sécurité de l'approvisionnement ; assurer la compétitivité des économies européennes et la disponibilité d'une énergie abordable. La lutte contre le

¹¹ Conclusions de la Présidence – Bruxelles, les 8 et 9 mars 2007, p. 11.

réchauffement climatique n'est ainsi que l'un des trois objectifs fixés à la politique qui se prévaut de cet intitulé.

Afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20 % d'ici 2020 par rapport à 1990, le Conseil adopte, sur la base d'une communication de la Commission européenne, un plan d'action global dans le domaine de l'énergie pour la période 2007-2009¹².

Il s'agit ainsi d'accroître de 20 % l'efficacité énergétique et « d'adresser un signal clair au secteur industriel, aux investisseurs, aux innovateurs et aux chercheurs ». Pour ces raisons, le Conseil Européen de mars 2007 approuve l'objectif d'atteindre une proportion contraignante de 20 % d'énergie renouvelable dans la consommation énergétique totale de l'UE¹³, ainsi qu'une proportion minimale contraignante de 10 % de biocarburants dans la consommation totale d'essence et de gazole destinés au transport au sein de l'Union européenne. Il ne fait que « prendre acte » de la contribution apportée par l'énergie nucléaire en réponse aux préoccupations concernant la sécurité énergétique et les réductions d'émission de CO₂.

B - Le Paquet énergie climat

Le paquet énergie climat (PEC) est adopté par le Conseil européen du 12 décembre 2008, sous présidence française, et voté à la quasi-unanimité du Parlement européen, le 17 décembre. Il définit les conditions de réalisation du principe dit des "trois fois vingt" à l'horizon 2020 :

- 20 % d'efficacité énergétique en plus,
- 20 % d'émission de gaz à effet de serre en moins,
- 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'Union européenne.

¹² Plan d'action du Conseil européen 2007-2009 : une politique énergétique pour l'Europe, in : Annexe I des Conclusions de la Présidence du Conseil, Bruxelles 8-9 mars 2007, p. 16.

¹³ Dans le paragraphe 5 du plan, le Conseil européen s'affirme à cet effet convaincu qu'un « renforcement notable de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables améliorera la sécurité énergétique, infléchira la hausse prévue des prix de l'énergie et réduira les émissions des gaz à effet de serre conformément aux ambitions de l'UE pour la période postérieure à 2012 ». Ces objectifs globaux, précise le paragraphe suivant, doivent être déclinés au niveau national « avec la pleine participation des Etats membres et en veillant dûment à une répartition juste et appropriée qui tienne compte des situations de départ différentes et du potentiel de chaque Etat membre, y compris le niveau actuel des énergies renouvelables et les bouquets énergétiques existants ».

À ce triple objectif, s'ajoute enfin celui d'atteindre une proportion de 10 % de « *sources renouvelables* »¹⁴ dans la consommation totale des transports à ce même horizon. Par ailleurs, tout en réformant les principes de fonctionnement du premier système communautaire d'échange de quotas de CO₂, le PEC instaure un cadre visant à réglementer les conditions d'autorisation, d'exploitation et de gestion des sites de stockage de dioxyde de carbone, afin de favoriser l'émergence de projets dits de "captage et stockage de CO₂" (CSC).

Le PEC est la matérialisation de ces principes dans l'ordre juridique de l'Union européenne. Il s'inscrit en effet dans une série de textes : un règlement¹⁵, trois directives plus une¹⁶ et une décision :

- règlement (CE) 443/2009 du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les voitures particulières neuves dans le cadre de l'approche intégrée de la Communauté visant à réduire les émissions de CO₂ des véhicules légers ;
- directive 2009/28/CE 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 et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE ;
- directive 2009/29/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de GES (SCEQE) ;
- directive 2009/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 98/70/CE en ce qui concerne les spécifications relatives à l'essence, au carburant diesel et aux gazoles ainsi que l'introduction d'un mécanisme permettant de surveiller et de réduire les émissions de GES ;
- directive 2009/31/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative au stockage géologique du CO₂ et

¹⁴ Ce seuil de 10 % est subordonné à la "durabilité" des biocarburants.

¹⁵ Le **règlement** est de portée générale et obligatoire dans toutes ses dispositions, il est donc directement applicable dans l'ordre juridique des Etats membres. La **directive** lie les états quant à l'objectif à atteindre, mais leur laisse le choix des moyens et de la forme pour l'atteindre dans les délais fixés par elle, elle entre en vigueur à la date qu'elle fixe ; les états doivent donc la transposer dans leur ordre juridique propre par voie législative avant cette date. Enfin, la **décision** est un acte juridique non législatif, comme le règlement, elle est obligatoire dans toutes ses dispositions et applicable sans qu'il soit nécessaire de la transposer dans le droit national.

¹⁶ La directive 2009/30 sur les carburants n'est en général pas retenue comme faisant partie intégrante du PEC.

modifiant la directive 85/337/CEE du Conseil, les directives 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE et 2008/1/CE et le règlement (CE) 1013/2006 du Parlement européen et du Conseil ;

- décision 406/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à l'effort à fournir par les États membres pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre afin de respecter les engagements de la Communauté en matière de réduction de ces émissions jusqu'en 2020.

Si l'objectif de gain de 20 % d'efficacité énergétique est cité dans les objectifs du PEC, aucun de ces textes ne vient, *stricto sensu*, matérialiser de manière contraignante cet objectif. La directive 2006/32/CE du 5 avril 2006, donc antérieure au PEC, relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, dite directive ESD, fixe un objectif d'économies d'énergie de 9 % à horizon 2016 par rapport à la moyenne de consommation d'énergie finale 2001-2005. Elle n'a donc pas le même horizon temporel que le PEC. Le premier texte réglementaire européen exprimant dans l'ordre juridique de l'Union l'objectif de 20 % d'efficacité énergétique en plus est tardif. C'est, en effet, la directive 2012/27/CE du 14 novembre 2012¹⁷, qui « établit un cadre commun de mesures pour la promotion de l'efficacité énergétique dans l'Union en vue d'assurer la réalisation du grand objectif fixé par l'Union d'accroître de 20 % l'efficacité énergétique d'ici à 2020 et de préparer la voie pour de nouvelles améliorations de l'efficacité énergétique au-delà de cette date ». Elle prévoit l'obligation pour chaque État membre de se fixer un objectif indicatif national d'efficacité énergétique ; il peut être fondé, soit sur la consommation d'énergie primaire ou finale, soit sur les économies d'énergie primaire ou finale, soit sur l'intensité énergétique. Les États membres devaient notifier ces objectifs à la Commission avant le 30 avril 2013.

La France a informé la Commission que, du fait du débat sur la transition énergétique, elle ne communiquerait cette cible d'efficacité énergétique qu'en avril 2014.

¹⁷ Relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE.

III - Les objectifs propres à la France

A - Transposition du PEC

Les directives n° 28 (promotion des énergies renouvelables, dont l'objectif est, pour la France, d'atteindre 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020, dont 10 % dans le secteur des transports) et n° 30 (carburants) ont été transposées par l'ordonnance du 14 septembre 2011. La directive n° 29, qui porte sur le SCEQE et couvre la période 2013-2020, a été transposée par une ordonnance du 28 juin 2012.

B - Lois POPE et Grenelle

À ses engagements européens la France a, par ailleurs, rajouté de nombreux objectifs. Outre la loi POPE du 13 juillet 2005, la loi dite "Grenelle I" débattue à l'automne 2008 et au printemps 2009, est promulguée le 3 août 2009. Elle prévoit une série de dispositions et d'objectifs dans les secteurs du transport, de l'urbanisme, du logement, des déchets ou encore de l'agriculture. Cette loi a elle-même été par la suite complétée par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite "Grenelle II" (cf. : tableau ci-dessous).

Le tableau ci-dessous détaille l'ensemble des textes internationaux (Kyoto), européens et les objectifs pour la France. Il inclut aussi les textes nationaux, la loi POPE et le Grenelle de l'environnement.

Tableau n° 1 Comparaison des engagements internationaux, européens et nationaux de la France au moment de l'adoption du PEC

	<i>Référence du texte</i>	UE	France
Objectifs internationaux	Protocole de Kyoto (entré en vigueur le 16 février 2005)	gaz à effet de serre = - 8 % sur 2008-2012 par rapport à 1990	Gaz à effet de serre (GES) = stabilisation sur 2008-2012 par rapport à 1990
Objectifs européens	Directive sur la promotion de l'électricité à partir d'énergies renouvelables 2001/77/CE	22,1 % de la consommation intérieure brute d'électricité d'origine renouvelable	21 % de la consommation intérieure brute d'électricité d'origine renouvelable
	Directive quotas d'émission de gaz à effet de serre 2003/87/CE (modifiant la directive 96/61/CE)	La Directive fixe les modalités de mise en oeuvre du système d'échanges de quotas par les Etats. Les Etats doivent élaborer un plan national d'allocation de quotas pour la première période de 3 ans (2005-2008) puis le renouveler tous les 5 ans.	
	Directive sur les services d'efficacité énergétique 2006/32/CE	1 % d'économie d'énergie annuelle pour une période de 9 ans à partir de 2008 (9 % d'économies annuelles cumulées), basée sur une consommation annuelle moyenne sur 2000-2005 et hors secteurs système d'échanges des quotas d'émissions de CO ₂ .	Correspond à des économies d'énergies de 12 Mtep en 2016.

Directive sur la promotion des énergies renouvelables 2009/28/EC	Part des Energies Renouvelables (EnR) dans la consommation d'énergie finale 2020 : UE = 20 %	23 %
Paquet énergie climat (11-12 décembre 2008)	<ul style="list-style-type: none"> • GES 2020 = - 20 % par rapport à 1990 (-30 % si accord international) • 20 % d'économies d'énergies en 2020 (par rapport à 2005) 	<p>GES 2020 = - 14 % par rapport à 1990 (hors SCEQE))</p> <p>GES 2020 = -20 % dans le champ du SCEQE</p>
France		
Objectifs nationaux	Loi POPE* du 13 juillet 2005	Facteur 4 : Division par 4 (- 75 %) des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 par rapport à 1990
		Intensité énergétique** finale : - 2 %/an à partir de 2015 ; • - 2,5 %/an à partir de 2030
		<i>Année 2010</i>
		<ul style="list-style-type: none"> • 10 % des besoins d'énergie à partir d'ENR • 21 % de consommation totale intérieure brute d'électricité d'origine renouvelable • + 50 % de production de chaleur d'origine renouvelable • 2 % en 2005, 5,75 % en 2008 et 7 % en 2010 d'incorporation de biocarburants

Objectifs Grenelle Environnement	Bâtiments	<p>Bâtiments existants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • - 38 % de consommation énergétique du parc de bâtiments d'ici 2020 • Rénovation thermique des 50 millions de m² des bâtiments de l'État et des 70 millions de m² de ses principaux établissements publics • Rénovation de 800 000 logements sociaux pour ramener leur consommation de 230 kWh/m²/an à 150 kWh/m²/an en 2020 <p>Bâtiments neufs :</p> <ul style="list-style-type: none"> • norme bâtiment basse consommation (BBC, 50 kWh/m²/an) à partir de 2010 pour les bâtiments publics et tertiaires et 2012 pour toutes les autres constructions neuves • norme bâtiment à énergie positive pour toutes les constructions neuves à partir de 2020 (consommation d'énergie des bâtiments inférieure à la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables)
	Transports	<ul style="list-style-type: none"> • 20 % des émissions de CO₂ d'ici 2020 pour les ramener au niveau de 1990 • Réduction des émissions moyennes de CO₂ du parc automobile : de 176 gCO₂/km à 130 g CO₂/km en 2020 (120 gCO₂/km pour le parc neuf) • Plan de développement des transports urbains : 1500 km de lignes nouvelles de tramways et de bus protégées • Fret non routier : 25 % d'ici 2022 (14 % en 2006)
	Agriculture	30 % des exploitations agricoles à faible dépendance énergétique d'ici 2013
	Energies renouvelables	+ 20 Mtep de production annuelle d'ENR en 2020 (bilan intermédiaire en 2012)

Source : ADEME, Energie et climat, chiffres clé 2009)

C - Une accélération récente de la transition énergétique

Plusieurs mesures ont été récemment prises en faveur de la transition énergétique :

- en matière d'efficacité énergétique, la loi n° 2013-61 du 18 janvier 2013, relative à la mobilisation du foncier public en faveur du logement et au renforcement des obligations de production de logement social, dite loi Duflot, entend promouvoir les logements sociaux bénéficiant du label « Bâtiment Basse Consommation, BBC 2005 » ou respectant la réglementation thermique 2012 (« RT 2012 »). L'annonce à l'occasion de la Conférence environnementale des 20-21 septembre 2013 du passage de la TVA sur la rénovation énergétique des logements à 5 % en 2014 contre 10 % initialement prévus, de même que celle de la création en 2014 d'un fonds national de garantie de la rénovation thermique, doivent également permettre, à terme, de contribuer à réduire la consommation d'énergie de l'habitat. D'autres mesures sont enfin envisagées, allant de la simplification de dispositifs existants comme l'Eco-PTZ ou le crédit d'impôt développement durable, à la mise en place d'une prime exceptionnelle de 1350 € en 2014 pour la rénovation thermique¹⁸.
- une prochaine « contribution climat énergie » (CCE), dont la création a été annoncée par le Premier ministre le 25 août 2013 et assise sur les émissions en CO₂ des produits qui en forment l'assiette devrait par ailleurs progressivement toucher la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP), les différentes composantes de la taxe intérieure de consommation (TIC) et la taxe sur les véhicules des sociétés (TVS) ;

Une loi de programmation sur la transition énergétique en France, initialement prévue à l'automne 2013 est envisagée pour la fin 2014. Dans le cadre de la préparation de cette loi, le gouvernement a lancé un

¹⁸ Dans le cadre du Plan de rénovation énergétique de l'habitat, l'État met en place, pour une durée de 2 ans, une prime exceptionnelle de 1 350 € pour aider les ménages aux revenus moyens à financer des travaux de rénovation énergétique de leur logement. Cette prime s'adresse uniquement aux propriétaires occupant leur logement, pour des travaux de rénovation thermique lourde concernant leur résidence principale. L'octroi de l'aide est soumis à des conditions de ressources et concerne certaines catégories de travaux identifiées.

débat national¹⁹ qui s'est achevé en juillet 2013. Un conseil national du débat (CNDTE), a été créé. Il était constitué de sept collèges de représentants des syndicats de salariés, des employeurs, des organisations non gouvernementales environnementales, des associations de consommateurs, familiales, de lutte contre la pauvreté et des chambres consulaires, des associations d'élus locaux, des parlementaires et des représentants de l'État. Le CNDTE s'est appuyé sur un groupe d'experts.

Les parties prenantes n'étant pas parvenues à s'accorder sur un document de « recommandations », seul un document de synthèse des débats a été remis officiellement lors de la conférence environnementale des 20 et 21 septembre 2013. La réduction de 50 % de la consommation énergétique finale à échéance 2050 par rapport à la consommation constatée en 2012, n'a pas fait l'unanimité par exemple.

Le débat a cependant permis de mettre sur la place publique différents scénarios pour le futur et des coûts.

Enfin, tout en réaffirmant le caractère stratégique de la notion de transition énergétique, le Président de la République a rappelé en septembre 2013 son soutien à plusieurs objectifs :

- objectifs pour l'Europe, tout d'abord, la France proposant que l'Union réduise ses émissions de gaz à effet de serre de 40 % en 2030 par rapport à 1990 et mette en place, en parallèle, une taxe carbone à ses frontières ;
- objectifs nationaux également, avec une diminution de 30 % de la consommation nationale d'énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) d'ici à 2030, la réaffirmation de la nécessité de diviser par quatre les émissions françaises de gaz à effets de serre d'ici 2050 (« le facteur 4 »), enfin, la volonté de réduire de 50 % la consommation d'énergie finale à l'horizon 2050, sans toutefois faire de cette dernière cible un « dogme ».

¹⁹ <http://www.transition-energetique.gouv.fr/>

CONCLUSION

Lentement mis en place dans un contexte qui n'était pas encore touché par la crise économique, empreint d'une volonté manifeste de l'Union Européenne de prendre la tête d'un combat environnemental abandonné depuis 2000 par les Etats-Unis, le Paquet énergie climat (PEC) est constitué d'un nombre restreint d'objectifs globaux qui, au total, aboutit à un ensemble hétérogène dont l'évaluation s'avère complexe :

- hétérogénéité des textes tout d'abord : si les documents qui définissent le PEC sont en principe bien identifiés, ils n'en représentent en réalité que la partie émergée, dans la mesure où la plupart des objectifs s'inscrivent parfois dans des textes déjà existants ou ayant ultérieurement fait l'objet de modifications. Ainsi la directive 2009/29/CE destinée à améliorer et étendre le communautaire d'échange de quotas de gaz à effet de serre (SCEQE) et qui vient elle-même modifier la directive "fondatrice" 2003/87/CE a-t-elle été précisée, entre 2009 et 2013, par 15 autres textes – cinq décisions, neuf règlements et une communication ;

- hétérogénéité des horizons : le PEC limite son horizon temporel à l'année 2020, alors que la démarche de lutte contre le changement climatique s'inscrit clairement dans une logique de long terme. Tel est bien, en effet, le cas des engagements internationaux de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'horizon 2050, ou des objectifs nationaux, tels ceux de la loi POPE. Là encore, donc, l'objet de l'évaluation reste difficile à borner sinon à cerner précisément ;

- hétérogénéité des objectifs, enfin : il n'existe aucun document cadre du PEC venant fixer un but clairement défini, dont il serait dès lors plus aisé de tenter une évaluation, quand bien même la lutte contre le changement climatique constitue le dénominateur commun des six principaux textes. Mais surtout, chaque composante du Paquet se propose d'atteindre sa cible de façon autonome. Ainsi, la conception des différents éléments ne semble pas avoir donné lieu à une vision d'ensemble permettant d'articuler les objectifs entre eux

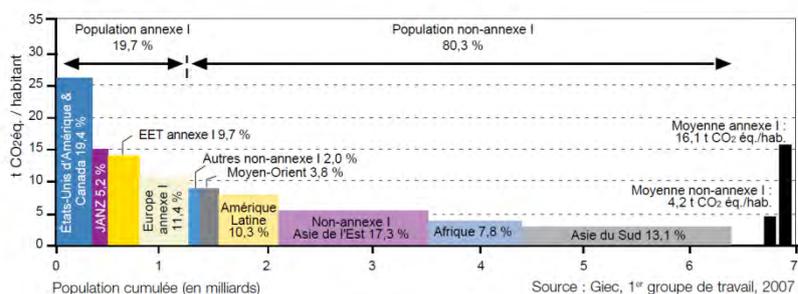
Cette multiplicité des horizons et des objectifs, si elle est aussi un obstacle à l'évaluation, est d'abord une difficulté et un risque pour une mise en œuvre cohérente et un suivi efficace de la politique de lutte contre le changement climatique.

Chapitre II

L'état des lieux

I - La place de l'Europe dans les émissions mondiales

Lorsqu'elle adopte en 2008 les objectifs du PEC, l'Europe ne représente déjà environ que 14-15 % des émissions mondiales de l'ensemble des gaz à effet de serre, contre environ 18 % pour les Etats-Unis et 17 % pour la Chine. Cette dernière affiche néanmoins des émissions d'environ 5 tCO₂ par habitant, contre 26 tCO₂ aux Etats-Unis et 11 à 12 tCO₂ en Europe (8 tCO₂ en France).



Le pourcentage indiqué correspond à la part des régions dans les émissions mondiales de GES.
EET : Economies en transition, JANZ : Japon, Australie, Nouvelle-Zélande.

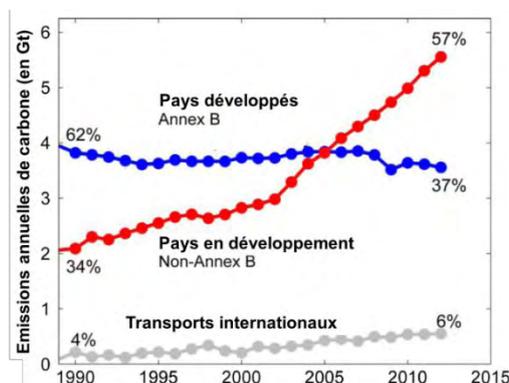


Figure 4. Haut : Répartition régionale des émissions de GES par habitant en 2004²⁰ ; Source : Chiffres clés du climat, Édition 2013
Bas : évolution des émissions en Md tonnes d'équivalent carbone²¹.
(Source : Global Carbon Project 2013).

L'augmentation des émissions des pays émergents et en développement, déjà perceptible à partir de 2000, s'est ensuite largement confirmée, notamment sous la poussée de la Chine : en 2011, l'ensemble des pays émergents et en développement représentaient ainsi, pour 80,3 % de la population mondiale, près de 60 % des émissions mondiales contre environ 40 % au seuil des années 2000.

Alors que l'Europe sous le triple effet de la crise, de ses politiques énergétiques mais aussi de la délocalisation d'une partie de son industrie, réduit ses émissions, les efforts des grandes économies émergentes (Chine et Inde) pour diminuer leurs émissions et lutter contre le changement climatique ne parviennent pas à compenser les effets de leur forte croissance.

Ainsi, la Chine a vu son taux d'émission par habitant doubler en moins de 10 ans, ce qui la rapproche aujourd'hui de la moyenne européenne et en fait la première puissance émettrice.

²⁰ Les chiffres sus mentionnés pour l'Europe ne comprennent que l'UE 15.

²¹ Pour mémoire, $1\text{teqCarbone} = 1\text{teqCO}_2 \times 12/44$. Il faut donc, pour obtenir les chiffres en équivalent CO_2 , multiplier les chiffres du carbone par $11/3$.²² Comprise comme le contenu carbone de chaque unité de PIB.

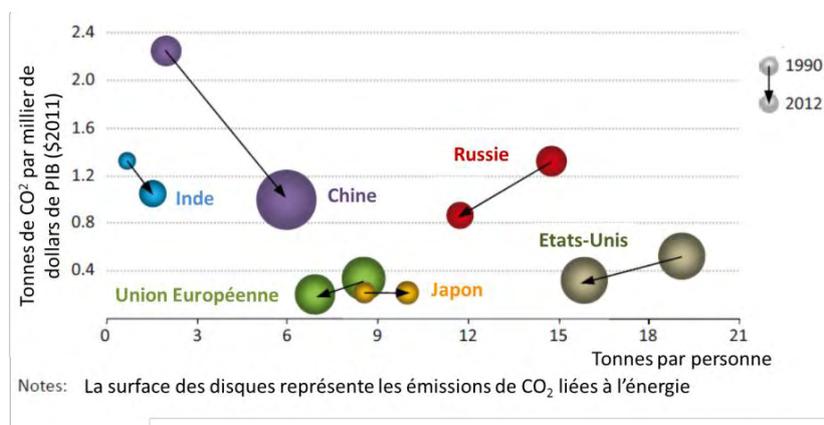


Figure 5. Emission de CO₂/habitant et émission de CO₂/unité de PIB pour les plus gros émetteurs en volume : la Chine, les Etats-Unis, l'UE, la Russie, l'Inde et le Japon. Source : AIE

Dans le même temps, notamment du fait du gaz de schiste qui, au cours des dernières années y a été en partie substitué au charbon, les Etats-Unis paraissent améliorer leurs émissions par tête (Figure 5) et leur intensité énergétique²². Celles-ci demeurent néanmoins deux fois plus élevées que la moyenne européenne.

De la production à la consommation d'énergie

La mesure de la consommation d'énergie nécessite un certain nombre de précisions méthodologiques, tant elle résulte d'un processus complexe, tenant à la fois à la diversité des sources primaires, aux différentes transformations nécessaires et à la nature des usages finaux.

À l'état naturel, l'énergie se manifeste sous diverses formes, dont certaines font l'objet d'une exploitation par l'homme, comme par exemple l'énergie solaire ou le vent. Elle peut également être stockée sous une forme utilisable, comme le bois ou les combustibles fossiles par exemple. Cette énergie tirée de la nature ou contenue dans les produits énergétiques présents à l'état naturel, avant toute transformation, constitue l'énergie primaire. En 2011, les sources primaires (charbon, pétrole, gaz naturel, électricité nucléaire²³, biogaz, géothermie, etc.) représentaient en France une production de 267,28 Mtep en 2011, soit 159 % de l'énergie finalement consommée.

²² Comprise comme le contenu carbone de chaque unité de PIB.

²³ Par convention internationale, on considère la production électrique produite par une centrale nucléaire comme une énergie primaire.

La transformation de cette énergie primaire en énergie secondaire (la transformation du pétrole en essence, par exemple) nécessite une autoconsommation d'énergie et entraînent des pertes (perte sous forme de chaleur non valorisée par exemple). Ces autoconsommations et ces pertes ont représenté en 2011 en France l'équivalent de 87,5 Mtep²⁴, soit 32,7 % de l'énergie primaire. L'essentiel des pertes concerne l'électricité (79,7 Mtep) et tient à la convention internationale selon laquelle l'électricité nucléaire est comptabilisée pour la chaleur produite par la réaction, chaleur dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique.

Après stockage et transport, et prise en compte du solde exportateur d'électricité (4,85 Mtep en 2011), « l'énergie finale » est celle qui est livrée au consommateur final (essence à la pompe, électricité au foyer...). Elle a représenté 168,14 Mtep en 2011 en France, usages non énergétiques compris.

En rajoutant la consommation de la branche énergie à la consommation finale, on obtient la consommation d'énergie primaire.

En 2011, la consommation finale énergétique en France est de 155,6 Mtep.

II - France : un mix énergétique faiblement carboné

En termes d'intensité des émissions de gaz carbonique (tCO₂ par unité de PIB), avec 227 tCO₂/M€, en 2009²⁶, soit moins des 2/3 de la moyenne de l'Union Européenne ou des émissions d'un pays comme l'Allemagne, la France est le deuxième pays le moins émetteur dans l'UE27²⁷.

Ceci est principalement dû au fait que le mix de production électrique français est alimenté en majorité par le parc nucléaire, à 74,8 % en 2012, comparé à 14,6 % par des sources renouvelables et seulement 9,6 % par des sources thermiques à combustible fossile (gaz et charbon principalement).

²⁴ Mtep : million de tonnes équivalent pétrole.

²⁶ Selon des données encore provisoires, moins de 210 tCO₂ aujourd'hui.

²⁷ Les comparaisons détaillées entre pays européens sont développées plus bas, page 151 et suivantes.

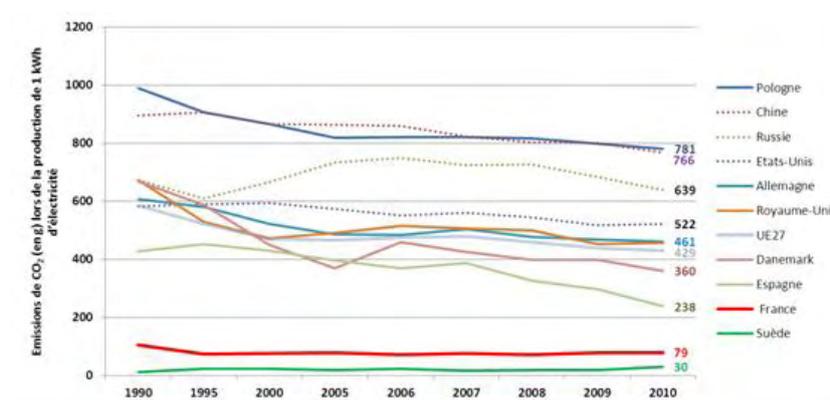


Figure 6. Emissions de CO₂ lors de la production de 1 kWh d'électricité (Source : Cour des comptes, d'après AIE/OECD, CO₂ emissions from fuel combustion Highlights, 2012 Edition)

À l'exception donc de la Suède, dont le mix électrique, caractérisé par sa forte hydraulicité (50 %) et l'importance du nucléaire (40 %), est très spécifique, la France possède ainsi le mix électrique le plus faiblement carboné de l'Union européenne : 79 gCO₂/kWh contre 439 dans l'Europe des 27 et même 461 g en Allemagne, où la filière du charbon demeure importante, en dépit de la récente progression des énergies renouvelables.

Cette spécificité explique largement la différence entre le bilan carbone du secteur énergétique français et celui de l'Europe des 27 : alors que l'énergie représente en moyenne près de 80 % du total des émissions dans l'Union Européenne (cf. la Figure 7), ce secteur ne représente en France qu'environ 71 % des émissions.

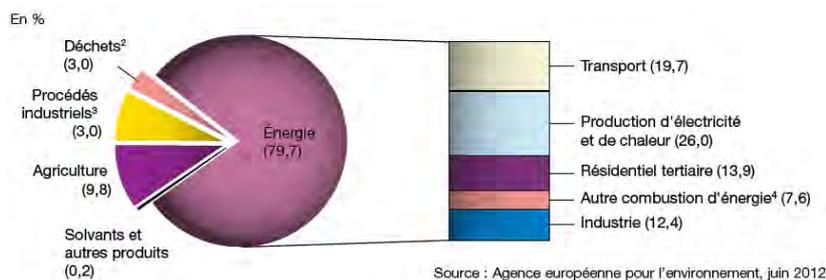


Figure 7. Emissions de l'UE 1990-2010, hors UTCF²⁸. Source²⁹ : Chiffres clés du climat, Ed.2013

²⁸ UTCF : Utilisation des terres, leurs changements et la forêt.

Ce chiffre de 71 %, malgré tout élevé, s'explique par la part des transports, premier poste d'émission, qui représente un peu plus de 25 % des émissions françaises contre moins de 20 % pour la moyenne de l'UE.

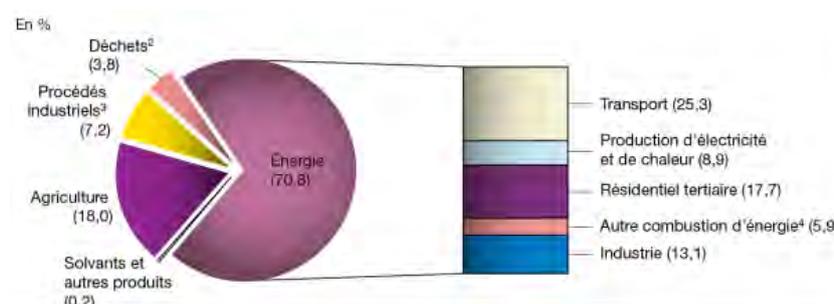


Figure 8. Emissions de la France 1990-2010, hors UTCTF, DOM inclus. Source : CITEPA

III - Les émissions par secteur

Le bilan français des émissions de gaz à effet de serre, exprimé en PRG est de 474 MteqCO₂, en 2011, se décomposant, comme suit, à la fois par gaz et par secteur d'activité, respectivement en valeur absolue (figure ci-dessous) et en pourcentage (Tableau n° 2) :

²⁹ Les renvois signifient respectivement : 1. Utilisation des terres, leur changement et la forêt. 2. Hors incinération des déchets avec récupération d'énergie (incluse dans « production d'électricité et de chaleur »). 3. Industrie hors combustion d'énergie. 4. Autres industries de l'énergie (raffinage de pétrole, transformation de combustibles minéraux solides et autres), émissions fugitives et combustion d'énergie du secteur agriculture/sylviculture/pêche.

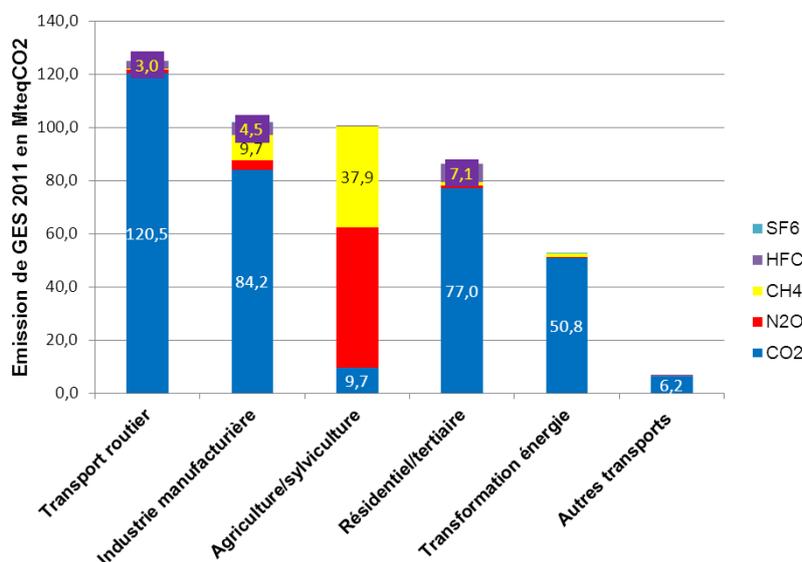


Figure 9. Emission de GES par nature et par secteur d'activité en 2011 (Source : Cour des comptes d'après CITEPA, rapport Secten, ed. 2013)

Tableau n° 2 Pourcentage, par rapport au total, des émissions de gaz à effet de serre (GES) françaises en 2011, par gaz et par secteur d'activités

Année 2011 (en MteqCO ₂)	CO ₂	N ₂ O	CH ₄	HFC	SF6	Total
Transport routier	25,4%	0,3 %	0,0 %	0,6 %	0,0 %	26,4 %
Industrie manufacturière	17,8 %	0,7 %	2,1 %	1,0 %	0,1 %	21,5 %
Agriculture/sylviculture	2,1 %	11,1 %	8,0 %	0,0 %	0,0 %	21,2 %
Résidentiel/tertiaire	16,3 %	0,3 %	0,2 %	1,5 %	0,0 %	18,2 %
Transformation énergie	10,7 %	0,1 %	0,3 %	0,0 %	0,0 %	11,1 %
Autres transports	1,3 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %	0,0 %	1,5 %
Total	73,6 %	12,5 %	10,6 %	3,3 %	0,1 %	100,0 %

Source : CITEPA, rapport Secten, ed. 2013

Les émissions de CO₂ proprement dites de 348 Mt en 2011, ont baissé de 11 % depuis 1990, comme le montre la figure ci-dessous :

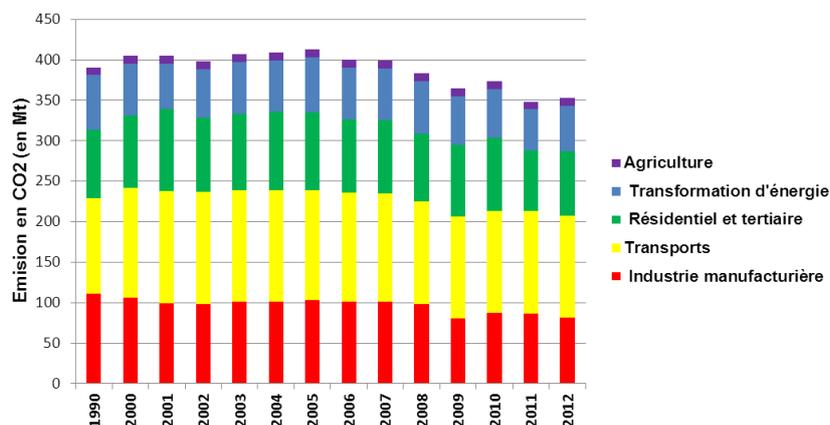


Figure 10. Evolution 1990 - 2012 des émissions de CO₂ par secteur
(Cour des comptes d'après les données du CITEPA et ENERDATA)

La fiabilité des données et des inventaires

Certaines incertitudes sont attachées à la quantification des rejets dans l'atmosphère inclus dans les inventaires nationaux réalisés par le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) peuvent être parfois conséquentes. L'estimation des émissions correspondant à une unité d'un produit repose sur des coefficients dits "facteurs d'émission". Ainsi, un camion, de caractéristiques et de chargement déterminés sera réputé émettre "n" kg de CO₂ équivalent au 100 km. Il ne s'agit pas de l'émission d'un camion particulier un jour donné, mais d'une moyenne d'émissions calculée sur l'ensemble des camions du même type. Des calculs similaires sont faits dans le secteur agricole à partir des quantités d'engrais ou du nombre de têtes de bétail.

Ces facteurs d'émission font en principe l'objet d'ajustements permanents en fonction de l'évolution des techniques. Toutefois, il est, par exemple, avéré que les émissions de CO₂ fournies par les constructeurs pour les voitures neuves suivant le cycle d'homologation NEDC (*New European Driving Cycle*), divergent de plus en plus des émissions constatées, 20 % en 10 ans, ce qui contribue à potentiellement fausser les modélisations des scénarios pour 2020 et au-delà.

De même, les incertitudes sont fortes quant à l'évaluation des émissions agricoles en raison de la complexité de leur calcul : incertitude de 40 % sur le facteur d'émission pour le CH₄ en France et même de 430 % pour les émissions de N₂O des sols agricoles car les phénomènes biogéochimiques complexes qui s'y déroulent sont éminemment variables en fonction du sol (au sein d'une même parcelle) et du climat.

La direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) reconnaît ainsi « *qu'il demeure une incertitude forte associée à ces émissions* ». Cette incertitude serait davantage liée à la modélisation et à la variabilité des phénomènes biologiques étudiés qu'à la qualité de la donnée statistique collectée. D'après la DGEC : « *dans le cadre de l'inventaire CCNUCC, on estime une incertitude proche de 100 % sur l'ensemble de l'agriculture, notamment en raison des fortes incertitudes relatives aux émissions de N₂O des sols dont la prédictivité est très limitée.* »

Enfin, la comptabilisation des émissions du secteur agricole ne prend en compte que les émissions directes, les émissions au titre de la production des intrants (engrais), des transports ou de la consommation d'énergie en agriculture étant incluses dans le secteur énergie de l'inventaire.

Les émissions de gaz à effet de serre de la France (mesurée en PRG - contribution au pouvoir de réchauffement global³⁰) se montent à 474 MteqCO₂ en 2011 alors que les émissions de CO₂ *stricto sensu* sont de 348 MtCO₂, soit un peu moins des ¾ de l'ensemble des émissions.

A - Les transports, premier poste d'émissions

Les transports sont en France le premier secteur d'activité responsable d'émissions de GES³¹. Ils représentent plus de 132 MteqCO₂ en 2011 soit 27,9 % des émissions nationales à eux seuls.

Après une forte croissance entre 1990 et 2004 (+ 21 %), les émissions des transports ont diminué jusqu'en 2008 et se sont depuis maintenues à un niveau stable. Globalement, les émissions du secteur ont donc augmenté d'environ 9 % par rapport à 1990.

La route y est de très loin le plus grand émetteur avec 94,8 % des émissions. Viennent ensuite le transport aérien domestique (3,6 %), le transport fluvial et maritime domestique 1,1 % et le transport ferré 0,4 %, tout comme le transport par oléoduc. En 2010, les véhicules particuliers ont représenté 58 % des émissions du secteur du transport routier en métropole, les véhicules utilitaires 18 %, les poids lourds utilisés pour le transport de marchandises 20 %, les bus et cars 2 % et les deux roues motorisés 1,2 %.

³⁰ Regroupement en une seule valeur de l'effet cumulé de toutes les substances contribuant à l'accroissement de l'effet de serre.

³¹ Les émissions de GES dues aux transports sont estimées par le CITEPA en incluant les émissions des véhicules étrangers sur le territoire métropolitain, et en excluant du total national les émissions liées aux trafics maritimes et aériens internationaux.

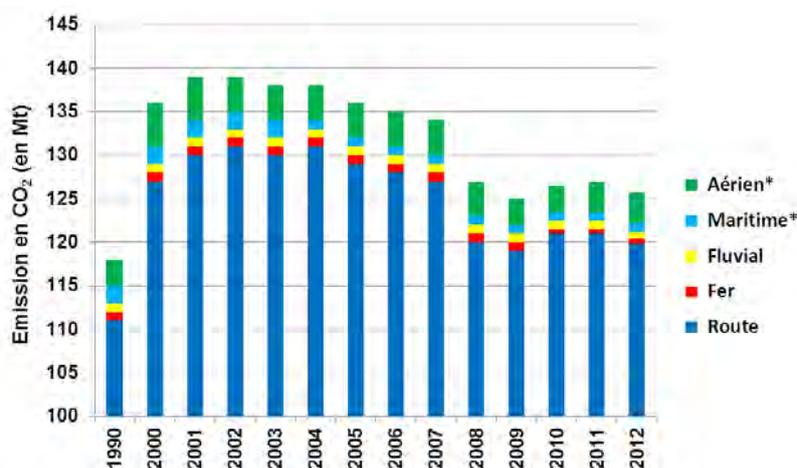


Figure 11. Emission de CO₂ par mode de transport (transports intérieurs uniquement pour l'aérien et le maritime). Source : SOeS, Les comptes des transports

Le secteur aérien, deuxième poste loin derrière la route, affiche pour sa part un résultat quasiment stable avec une croissance d'environ 7 % de ses émissions en 20 ans.

Le secteur reste dans l'ensemble largement dépendant des sources d'énergie fossile (essentiellement le pétrole et ses dérivés), si bien que les émissions de CO₂ représentent plus de 90 % de ses émissions.

En 2011, la consommation énergétique dans les transports a produit 132,5 MteqCO₂, pour une cible de 119,5 à atteindre en 2020. Les progrès les plus sensibles proviennent des voitures particulières qui ont modéré leurs émissions unitaires en partie du fait de la part grandissante prise par le diesel, moins émetteur de CO₂ au km, puis par les véhicules lourds grâce à une optimisation des transports ; par contre les émissions des véhicules utilitaires ont augmenté du fait à la fois de la croissance du trafic (+ 50 % entre 1990 et 2010) et du faible progrès de la consommation unitaire.

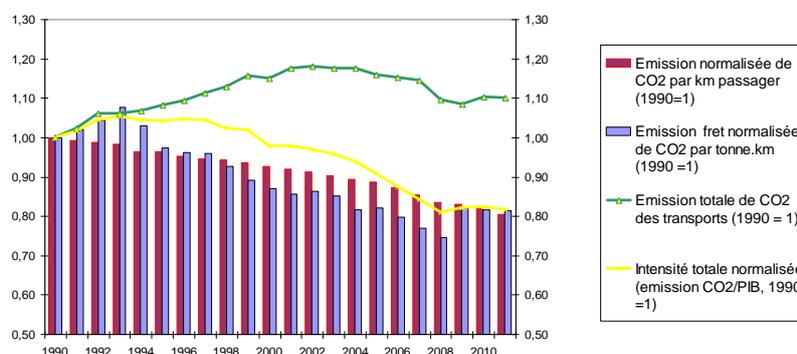


Figure 12. Evolution des émissions de CO₂ provenant du transport routier, normalisées à l'année 1990 (source : Cour des comptes d'après les données du CITEPA de mars 2013).

Les émissions totales de CO₂ croissent jusqu'en 2000 pour ensuite baisser puis se stabiliser à 10 % au-dessus de la valeur de 1990. La figure ci-dessus reporte aussi l'évolution de l'intensité des émissions du secteur par rapport au PIB afin d'estimer les progrès en termes d'efficacité énergétique des transports : l'intensité baisse à partir du milieu des années 90 mais pour stagner à partir de 2008 à 80 % de la valeur de 1990.

Alors que les émissions pour le transport routier des voyageurs baissent continûment au km parcouru, l'intensité du fret routier remonte à partir de 2008. Cette rupture coïncide aussi avec une forte chute du trafic fret, à une valeur aussi égale à 80 % de celle de 1990. Cette performance médiocre du fret coïncide avec le début de la crise et pourrait trouver son origine dans le non renouvellement du parc des camions et dans de nouvelles règles facilitant leur circulation. La forte croissance des émissions d'hydrofluorocarbures (HFC) depuis 1990 reflète le développement de la climatisation des véhicules, notamment des voitures particulières, mais aussi des trains et des véhicules frigorifiques.

Il faut aussi noter que la construction des lignes nouvelles à grande vitesse (LGV) qui n'est pas comptabilisée dans les transports, influe négativement sur le bilan d'émission à court terme. Le premier bilan carbone réalisé sur la LGV Rhin-Rhône³² conclut ainsi que la réduction des émissions ne commencerait à compenser le surplus carbone, 1,2 MtCO₂ émis pendant les travaux qu'après 12 ans de fonctionnement. Une règle de trois sur les 650 km des 4 LGV en construction aboutit à une émission de l'ordre de 6,5 MtCO₂ comptabilisée dans le bilan de

³² « Premier bilan carbone ferroviaire global » réalisé en 2009 par L'ADEME, la SNCF et RFF pour la branche est de la LGV Rhin-Rhône.

l'industrie. Il apparaît donc que ces constructions de LGV ont un impact négatif sur les objectifs du PEC pour 2020, le bilan de réduction des émissions ne commençant à devenir positif qu'à partir de 2030.

B - L'industrie

En seconde place vient l'industrie qui a représenté en 2011, 102 MteqCO₂, soit 21,6 % du total des émissions de GES de la France. Elles sont inférieures de 37 % à leur niveau de 1990. Les émissions de l'industrie manufacturière baissent sensiblement depuis 1990, avec notamment une forte réduction entre 1997 et 2002, puis entre 2007 et 2009.

La baisse continue des émissions de GES de l'industrie est certes à mettre en relation avec le mouvement de tertiarisation de l'économie : la part de la production manufacturière dans le PIB qui était de 18 % en 1990 est désormais de 10 %. Néanmoins, en volume, le produit industriel s'est accru d'un tiers environ entre 1990 et 2007, avant, avec la crise de 2007, de décroître de 12 % en deux ans, puis de se stabiliser.

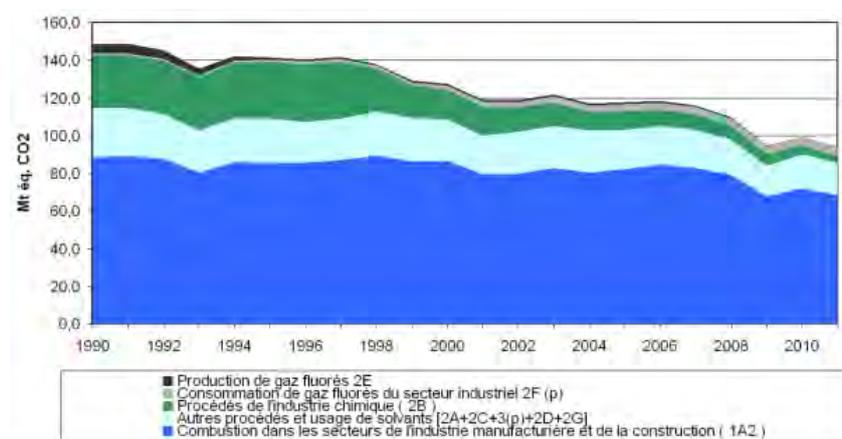


Figure 13. Evolution des émissions liées à l'industrie en MteqCO₂
(Source : RMS - cf. note n° 51 - 2013, d'après CITEPA, Ed.2013)

La baisse des émissions n'aurait pas été aussi forte sans la récente contraction de l'activité industrielle, notamment dans certains sous-secteurs qui ont été particulièrement touchés (production de minéraux, notamment). Cependant, sur l'ensemble de la période, ce sont bien les modifications des procédés qui en sont pour l'essentiel à l'origine. Sur le moyen et long terme, les gains d'efficacité sont bien la source des réductions d'émission de GES de l'industrie.

Ceci est particulièrement vrai de la chimie dont les émissions de protoxyde d'azote ont été réduites de plus de 23 MteqCO₂ depuis 1990, ce qui correspond à une division par 20. Les émissions de gaz fluorés (notamment d'hydrofluorocarbures) associées à leur fabrication ont été quasiment supprimées entre 1990 et 2011. De manière concomitante les émissions diffuses de hydrofluorocarbures ont augmenté fortement, avec le recours croissant à ces gaz depuis les accords de Montréal (ce sont des produits de substitution aux chlorofluorocarbures (CFC) et hydrochlorofluorocarbures (HCFC), gaz ayant un effet destructeur de la couche d'ozone et réglementés par les accords de Montréal signés en 1987 pour cette raison).

Aujourd'hui, les émissions de GES de l'industrie sont à plus de 90 % des émissions de CO₂.

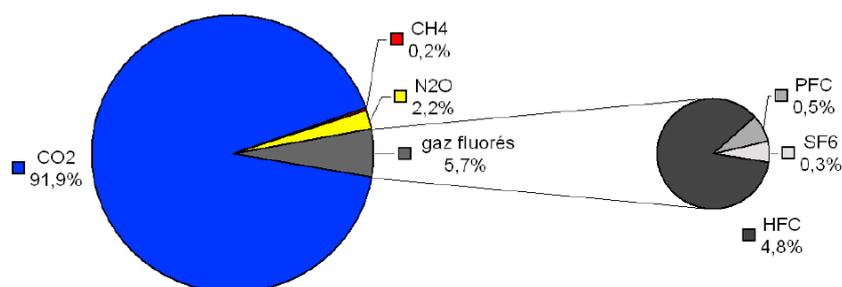


Figure 14. Répartition par GES des émissions liées à l'industrie en 2011 (Source : RMS 2013³¹, d'après CITEPA, Ed. 2013)

Selon les dernières données disponibles du CITEPA, les émissions de CO₂ imputables à l'industrie seraient d'un peu moins de 64,5 MtCO₂ en 2011. Ceci représente une réduction de l'ordre de 25 % par rapport à 1990 et d'un peu moins de 19 % par rapport à 2005.

Tableau n° 3 Les émissions de CO₂ de l'industrie

	1990	2005	2011
En Mt CO₂	86,349	79,278	64,448
100 = 1990	100	91,81	74,64
100 = 2005		100	81,29

Sources : données CITEPA, calculs Cour des comptes

Ces résultats laissent donc à penser que, pour ce qui est de l'industrie, les objectifs 2020 du PEC en matière d'émissions de CO₂ devraient, en l'état actuel de la situation, pouvoir être atteints sans

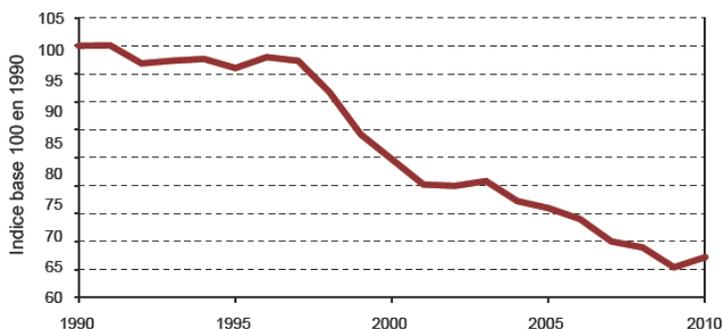
difficulté excessive. De même, s'agissant cette fois de l'intensité énergétique, les résultats d'ores et déjà enregistrés permettent de penser que les objectifs d'un gain d'efficacité devraient normalement pouvoir être réalisés.

Tableau n° 4 Intensité et efficacité énergétique de l'industrie

En indice base 100 en 1990

Industrie (y compris BTP, mais hors secteur de l'énergie)	1990	2000	2005	2009	2010
Émissions de GES/valeur ajoutée en volume	100	79,7	71,0	60,4	62,2

Émissions de GES par unité de valeur ajoutée



Source : Chiffres clés du climat France et Monde, Ed. 2013

Ce constat est néanmoins tributaire d'une incertitude de taille. L'évolution des années les plus récentes montre en effet que, pour l'industrie, le risque pourrait être celui d'une rupture de tendance. En effet, alors que l'efficacité énergétique de l'industrie ne cessait jusqu'alors de progresser, entraînant une forte réduction de l'intensité des émissions de GES, cette dernière a atteint un creux en 2009 mais s'est ensuite accrue. Si la crise explique évidemment en partie ce mouvement, elle n'en épuise toutefois pas les causes. La principale question qui se pose est donc de parvenir à séparer ce qui, dans cette baisse de l'intensité énergétique puis dans sa stabilisation, relève de facteurs économiques généraux (hausse du prix de l'énergie, nouvelles technologies utilisant moins d'énergie), de l'efficacité des diverses mesures incitatives (ETS, diagnostics énergétiques, aides à l'utilisation rationnelle de l'énergie, prêts verts, notamment), ou réglementaires (Grenelle II) liées au PEC et de la délocalisation des activités émettrices ou de la moindre production de valeur ajoutée liée à la crise.

En effet, en période de crise, le taux d'utilisation des capacités de production baisse, ce qui entraîne une double conséquence :

- d'abord, une perte d'efficacité des capacités installées, ce qui détériore nécessairement les rendements et réduit l'efficacité énergétique ;
- ensuite, de moindres investissements, ce qui aussi, puisqu'ils en sont en eux-mêmes potentiellement porteurs, contribue à ralentir les gains d'efficacité.

Cette liaison entre utilisation des capacités/investissements /efficacité énergétique est particulièrement visible sur les périodes de la fin des années 90 d'une part, et des années d'avant la crise, d'autre part, moments pendant lesquels la progression de la production industrielle s'est accompagnée d'une sensible réduction des émissions, liée à l'amélioration de l'efficacité permise par les investissements ainsi requis.

En cas de persistance durable d'une situation économique difficile, s'agissant de l'industrie, une réduction des émissions conforme aux objectifs pourrait être atteinte. Mais elle serait toutefois d'une interprétation ambiguë, puisque pouvant traduire une perte de substance industrielle, qui elle-même masquerait l'obtention de moindres gains d'efficacité énergétique sur la fin de la période. L'atteinte des objectifs masquerait en ce cas un résultat doublement négatif.

C - L'agriculture

À côté de la particularité de son "mix électrique", l'agriculture représente la deuxième grande singularité de la France dans l'Union Européenne. Elle a représenté en 2011, 21,2 % des émissions totales françaises, contre seulement 9 % au niveau européen.

Toutefois, le secteur est très faiblement émetteur de CO₂ : 2,3 % en 2011 du total des émissions de CO₂ en France, soit moins de 10 % de ses émissions de GES, qui proviennent en totalité de la combustion agricole (tracteurs, chauffage des serres et bâtiments d'élevage).

Tableau n° 5 Emissions de GES de l'agriculture

AGRICULTURE				
Polluants	1990		2010	
	Emissions en kt (*)	% du total national hors UTCF	Emissions en kt (*)	% du total national hors UTCF
CO ₂	0	0%	0	0%
CH ₄	2 055	68%	2 022	68%
N ₂ O	198	67%	167	87%
HFC	0	0%	0	0%
PFC	0	0%	0	0%
SF ₆	0	0%	0	0%
PRG	104 562	19%	94 355	18%

(*) HFC, PFC et PRG en éq. CO₂

CITEPA

Source : rapport national d'inventaire au titre de la convention cadre sur les changements climatiques (<http://citepa.org/publications/Inventaires.htm>)

Les émissions de GES d'origine agricole proviennent donc essentiellement des gaz autres que le CO₂ (cf. le Tableau n° 2) : pour 51 % des rejets de protoxyde d'azote (N₂O) et 41 % des émissions de méthane (CH₄), deux gaz pour lesquels la part du secteur agricole dans leurs émissions est prépondérante (respectivement 89 % et 75 % du total de chaque gaz). Ces deux GES font bien partie du périmètre de la décision européenne d'avril 2009 sur le partage de l'effort de réduction des émissions de GES. La fertilisation des sols est la première source de GES d'origine agricole en France (46 %), devant la fermentation entérique (27 %) et les déjections animales.

Enfin, alors que les émissions du secteur agricole ont diminué au rythme d'un peu plus d'1 % par an dans l'UE (22 % entre 1990 et 2010), la baisse n'est en France que de 0,5 % en rythme annuel sur la même période. On assiste ainsi sur les vingt dernières années à une stabilisation des émissions de CH₄ (1,5 % de baisse entre 1990 et 2010), alors que dans le même temps, les émissions de ce gaz baissaient de 20 % dans l'UE. Cette différence est également sensible sur le N₂O d'origine agricole, qui, en France, voit ses émissions diminuer d'un peu plus de 9 % de 1990 à 2010 contre plus de 25 % dans l'Union Européenne (cf. tableau suivant). Sur vingt ans, la contribution de l'agriculture (hors CO₂) au PRG est ainsi restée stable.

Tableau n° 6 Emissions d'origine agricole en France et dans l'UE, 1990-2010

En Mteq CO ₂	France			Union Européenne		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
1990	-	42,9	61,1	-	248,7	345
2010	-	42,2	51,7	-	198,6	263

Hors UTCF, Source : CITEPA, juin 2012 et AEE, juin 2012

Les émissions agricoles de méthane et de protoxyde d'azote ont baissé de façon significative jusqu'en 2005 en raison de prix agricoles assez bas. En revanche, la tension sur le marché et sur les prix dans la période récente a entraîné une inversion de cette tendance par une augmentation des intrants azotés destinés à accroître la productivité des exploitations.

D - Le bâtiment résidentiel et tertiaire

Ce secteur constitue le quatrième poste d'émission de GES, avec 18,2 % du total, soit 53,8 MteqCO₂ pour le résidentiel et 32,6 MteqCO₂ pour le tertiaire.

Au-delà des écarts constatés – et pour l'essentiel dus à l'évolution des températures, les années 1991, 1996 et 2010 ayant été exceptionnellement froides – on constate en France une relative stabilité des émissions dans les deux sous-secteurs : 1 % d'augmentation pour le résidentiel et 7 % pour le tertiaire sur 20 ans. Cette situation tranche avec l'évolution européenne qui affiche une baisse régulière sur la même période, tant pour le résidentiel que pour le tertiaire avec respectivement -8 et -10 %.

Les émissions de GES du secteur logement-tertiaire connaissent des fluctuations annuelles très fortes liées au climat qui rendent difficilement discernables les tendances de long terme. Les émissions liées à la combustion sont orientées à la baisse par rapport à 1990 pour la plupart des polluants, à l'exception de substances telles que le CO₂ et les NO_x orientées à la hausse. Cette tendance, à la baisse pour de nombreux polluants, trouve son origine en grande partie dans l'amélioration des performances des appareils domestiques brûlant du bois, mais également à des effets de structure impliquant les parts relatives des différents combustibles. Les variations apparaissent plus ou moins marquées selon les polluants et les années.

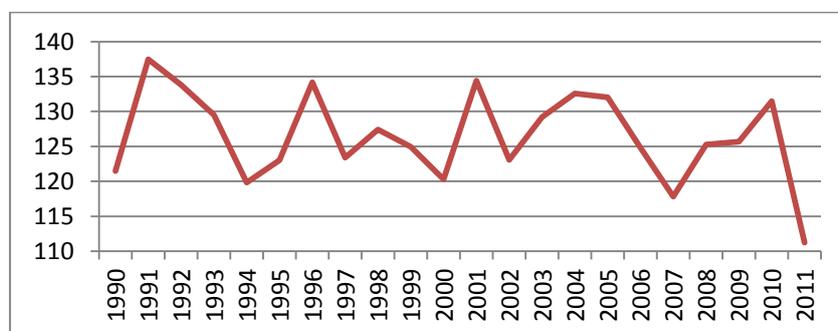


Figure 15. Logement-tertiaire : émissions de GES (en PRG) de 1990 à 2011 (données CITEPA, calculs Cour des comptes)

Il est à noter que l'année 2011 a été très douce (l'indice de rigueur climatique est le plus bas observé depuis 1960) et a engendré une baisse importante des consommations énergétiques liées au chauffage des locaux. Cela implique donc une baisse de l'ensemble des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre en 2011 pour ce secteur.

S'agissant spécifiquement des émissions de CO₂, entre 1990 et 2010, elles augmentent légèrement (+7 %) suite à l'augmentation des consommations énergétiques du secteur depuis 1990. L'écart entre 2010, année très défavorable, et 2011, année plus favorable, conduit à une chute des émissions de CO₂.

Dans le secteur résidentiel seul, depuis 1973, les consommations unitaires moyennes de chauffage par superficie ont baissé de 58 %. Quant à la consommation unitaire moyenne totale tous usages, elle est passée de 352 kWh/m² en 1973 à 186 kWh/m² en 2011 (- 1,2 % par an, en moyenne).

Cette tendance à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments a été contrebalancée par l'augmentation continue des surfaces dans le parc de logements.

CONCLUSION

Avec 227 tCO₂ émises par M€ de PIB, la France est l'une des économies parmi les moins carbonées en Europe, la deuxième après la Suède. Rapportées au PIB, les émissions françaises représentent ainsi moins des 2/3 de la moyenne de l'Union européenne ou des émissions de l'Allemagne, à peine plus de la moitié de celles des Pays-Bas.

Cette spécificité est très essentiellement due à une production électrique qui est aux 3/4 issue du nucléaire et au 1/6 de sources renouvelables. Au total, l'électricité est ainsi, en France, produite à plus de 90 % à partir de sources non-émettrices de CO₂. Avec 79 g CO₂ par kWh produit, la France émet de ce fait entre cinq et six fois moins que l'Allemagne ou les Pays-Bas.

Du fait de cette particularité de sa production énergétique, les émissions de gaz à effet de serre (GES) de la France proviennent d'abord des transports : 28 %, dus à 95 % au seul transport par route. Malgré la contraction récente de l'activité industrielle et les efforts particuliers du secteur de la chimie, l'industrie représente encore 22 % des émissions de GES. L'autre spécificité française est le poids élevé de l'agriculture dans ses émissions de GES (21 % du total, contre seulement 9 % en moyenne en Europe), avec des gaz tels le protoxyde d'azote et le méthane dont le pouvoir de réchauffement global (PRG) est élevé au regard de celui du CO₂. Enfin, avec 18,2 % des émissions, le résidentiel-tertiaire représente le quatrième et dernier secteur.

Chapitre III

Instrumentes et moyens

du Paquet énergie climat

I - Les outils européens

A - Le système communautaire d'échange de quotas européens

Mis en œuvre dès 2005, le système communautaire d'échange de quotas de gaz à effet de serre (SCEQE)³³ a été établi par la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003. Celle-ci a été largement modifiée par la directive 2009/29/CE du 23 avril 2009.

À sa création, le SCEQE devait permettre aux Etats membres de l'Union européenne de contribuer à la réalisation des engagements au titre du Protocole de Kyoto, soit, pour l'Union européenne, une réduction de ses émissions de 8 % en 2012 par rapport à 1990 et, pour la France, leur maintien en 2012 à hauteur de celles de 1990.

La directive de 2009 vise à poursuivre cet objectif premier et à faire de la phase III du système d'échange, soit la période 2013-2020, le principal outil de l'Union en matière de lutte contre le changement climatique dans les secteurs industriels les plus émissifs afin de réaliser

³³ Également désigné sous son appellation anglo-saxonne de EU-ETS (*European Union Emission Trading Scheme*).

« l'engagement du Conseil européen de mars 2007 de réduire d'ici à 2020, les émissions globales (...) de la Communauté d'au moins 20 % par rapport à leurs niveaux de 1990 ». Dans cette perspective la directive prévoit que les quotas alloués aux installations « soient inférieurs de 21 % aux niveaux d'émissions desdites installations en 2005 ».

1 - Un fonctionnement complexe

Le SCEQE est un système de plafonnement et d'échanges d'émissions applicable à des installations émettrices de gaz à effets de serre. Celles-ci reçoivent un certain nombre de permis d'émissions (allocations ou quotas) qui leur sont alloués de façon gratuite ou payante.

Jusqu'à cette limite, les industriels sont autorisés à échanger des quotas selon leurs besoins et doivent faire vérifier les émissions de leur installation de l'année précédente afin de restituer les quotas correspondant. La non-restitution de quotas dans les délais prévus se traduit par des pénalités de 100 €/t, les quotas devant en outre être restitués par la suite.

La phase III du SCEQE (2013-2020) se caractérise par :

1. une extension des champs d'application;
2. la validité intégrale pour la phase III des quotas obtenus pendant la phase II ;
3. la fixation d'un plafond européen pour les quotas à l'échelle de l'UE au lieu du système actuel à 27 plafonds nationaux, avec une diminution annuelle de 1,74 % jusqu'en 2020 ;
4. le passage progressif d'attribution gratuite des quotas à un système de mise aux enchères³⁴ ;
5. le remplacement des 27 registres électroniques nationaux par un registre unique de l'Union.

³⁴ Ces enchères s'appliquent ainsi intégralement et dès 2013 au secteur électrique – exception faite de certains nouveaux Etats membres, les autres secteurs bénéficiant de quotas gratuits qui diminueront progressivement sauf pour des secteurs potentiellement soumis au risque de « fuite carbone ».

Phase II (2008-12)	
Installations concernées	12,000
Pays concernés	UE-27 avec la participation de l'Irlande, la Norvège et le Liechtenstein
Secteurs concernés	Alimentation électrique, le fer et l'acier, le ciment et la chaux, les raffineries de pétrole, le verre, la céramique, la pâte à papier et le papier. L'aviation civile devrait être concernée par le SCEQE à partir de 2012.
Gaz à effet de serre concerné	CO2
Méthode d'allocation	Plan nationaux d'attribution
Attribution gratuite	96% du plafonnement alloué gratuitement avec les 4% restant mis aux enchères
Transfert de quotas entre phases	Une quantité illimitée de quotas peut être transférée en phase III
Utilisation des URCEs	1.4 GtCO2e
Autre	Amende de €100 / MtCO2e si la restitution des quotas n'est pas faite dans les délais (les quotas devront être restitués par la suite)
Phase III (2013-20)	
Installations concernées	+12,000
Pays concernés	Comme en phase II. La Suisse <i>pourrait</i> participer à partir de 2013
Secteurs concernés	Comme en phase II + métaux ferreux et non-ferreux, aluminium de première fusion et d'affinage, acide nitrique, acide adipique, acide glyoxylique, ammoniac, poussière de soude, hydrogène, produits pétrochimiques
Gaz à effet de serre concerné	CO2, N2O, PFC
Méthode d'allocation	Allocation à l'échelle de l'UE
Attribution gratuite	La plupart du secteur de l'électricité 0%. L'allocation gratuite se maintient. En général au moins 50% sera en vente aux enchères en 2013.
Transfert de quotas entre phases	Transfert vers les années suivantes illimité, cependant pas d'emprunt après 2020
Utilisation des URCEs	Phase II + 0.2 GtCO2e = 1.6 GtCO2e
Autre	Même amende que pour la phase II, ajustée au taux d'inflation

Figure 16. Les caractéristiques des phases II et III du SCEQE.

Source : CDC Climat Recherche

2 - Le coût pour l'État et pour les entreprises

Trois grandes catégories de coûts peuvent être identifiées pour l'État : le coût administratif de la mise en place et du fonctionnement du SCEQE, le coût lié à l'insuffisante protection du système qui a

occasionné une fraude massive à la TVA et le mauvais calibrage de la Réserve dite « nouveaux entrants ».

Le coût administratif récurrent de mise en œuvre du SCEQE reste relativement modeste : la Cour estime à 600 000 €/an, hors frais de personnel³⁵ et comprend essentiellement une contribution aux frais de tenue du registre national des quotas et des dépenses d'études et de travaux de recherche.

Le coût de la fraude à la TVA, qui a touché la plupart des pays européens, s'est en revanche avéré extrêmement élevé. La Cour des comptes l'a évalué à 1,6 Md€ pour l'État français, et Europol à 5 Md€ pour l'ensemble de l'Union. La mise en place d'un système d'autoliquidation de la TVA en 2010 prévient désormais ce type de fraude en France. Toutefois, la sécurité du SCEQE reste aujourd'hui encore sujette à de nombreuses interrogations soulevées en l'espèce par le passage à un registre européen ou encore par l'inclusion des détenteurs d'aéronefs dont la localisation et la vérification de l'honorabilité posent parfois d'importantes difficultés.

Le mauvais calibrage de la « réserve nouveaux entrants », prévue pour accorder des quotas gratuits aux installations créées en cours d'exercice ou venant accroître la capacité des sites existants, a contraint l'État à effectuer quatre opérations d'achat de quotas sur les marchés, pour un montant total de 207 M€. Si cette somme a pu être en partie compensée par la mise en place lors de la loi de finances de 2012, d'une taxe exceptionnelle dont les recettes se sont montées à 112 M€, sa non reconduction a conduit l'État à, *in fine*, financer les quotas des entreprises concernées pour un montant de 95 M€.

Les coûts du système pour les entreprises sont principalement de deux natures : un coût de gestion de la conformité (vérification des émissions, frais de compte, coûts éventuels de transaction) et, au-delà, un coût potentiel en terme de compétitivité.

Le coût administratif de la conformité n'a pas suscité de réactions particulières auprès des autorités : en effet, si le coût de l'application des textes s'est, en phase I, avéré sensible pour les petites installations, plusieurs mesures ont atténué ces effets de seuil, notamment à travers la mise en place d'un régime simplifié pour les installations émettant moins de 25 ktCO₂/an.

³⁵ D'après le projet annuel de performance (PAP) 2013 de la mission « Écologie, développement et aménagement durables » (action 05 du programme 174 « Énergie, Climat et après-mines ». Les crédits de personnels représentent environ 11 ETP répartis entre l'administration centrale et les directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL).

Au-delà, le SCEQE n'a pas pesé, jusqu'à présent, sur la compétitivité des entreprises jusqu'en 2012. La gratuité des quotas durant toute la phase II a par ailleurs, largement contribué à réduire cet impact potentiel. De plus, si cette gratuité disparaît progressivement à partir de 2013, les entreprises soumises au SCEQE ont souvent largement profité du surplus de quotas de la phase II dont une partie a pu être « stockée » pour leur conformité en phase III, ces quotas étant intégralement transférables.

Par ailleurs, les mesures envisagées par la directive et destinées à protéger les secteurs considérés comme exposés aux « fuites de carbone » - autrement dit à un risque de délocalisation en raison du prix du carbone - devraient également réduire ce risque.

La question de l'impact du prix du carbone sur la compétitivité reste cependant posée : ainsi la liste des secteurs « protégés » doit-elle être révisée dès 2014 créant une réelle incertitude au sein des entreprises. Par ailleurs, l'évolution de ce prix pourrait avoir, à terme, d'importantes conséquences sur certaines activités. Plusieurs études, dont on peut regretter le caractère souvent isolé³⁶, semblent ainsi démontrer l'existence de prix « pivots » du carbone, différents selon les secteurs et les installations concernés, et à partir desquels cette compétitivité pourrait être touchée. L'impact du carbone sur le prix de l'électricité, même s'il apparaît aujourd'hui peu sensible, pourrait également générer des distorsions de concurrence, y compris au sein de l'Union européenne, l'Allemagne ayant ainsi annoncé son intention de recourir aux aides d'État pour les secteurs électro-intensifs, conformément à la possibilité laissée par la directive 2009/29CE.

3 - Un signal prix du carbone peu significatif

Le SCEQE peine à faire émerger un signal prix du carbone significatif, notamment en raison d'une conjoncture défavorable, d'une conception peu flexible et d'une interaction dommageable entre le système d'échange et les autres composantes du PEC.

Si des études de 2010³⁷ estiment que le SCEQE joue pleinement son rôle entre 2005 et 2007, conduisant à une réduction significative des émissions par rapport à un scénario « sans SCEQE », ces constats deviennent difficiles à vérifier pour l'ensemble de la deuxième période.

³⁶ Cf. l'étude du Boston group sur l'impact du prix du carbone dans le secteur du ciment, in Annexe sur le SCEQE.

³⁷ Mission climat de la Caisse des dépôts et consignations (aujourd'hui CDC Climat Recherche), University College de Dublin et Massachusetts Institute of Technology Climat, « Le prix du carbone », Convery et al., 2010.

La crise économique qui touche l'Europe à partir de 2008 a en effet entraîné une double conséquence : une diminution des émissions et donc des besoins de quotas des entreprises et, en l'absence de mécanisme correctif, une surabondance de quotas sur le marché³⁸, qui, dans le même temps restait dans l'incertitude du post 2020.

Une étude récente de la CDC Climat Recherche sur l'origine des réductions du CO₂ depuis 2005 en Europe conclut ainsi qu'environ 30 % de ces réductions pourraient être attribuées à la crise ; que 10 à 20 % pourraient résulter du prix des énergies ; enfin, que 50 à 60 % de ces réductions pourraient s'expliquer par la mise en place des politiques énergie-climat, « avec le déploiement des énergies renouvelables et celles associées à l'amélioration de l'intensité énergétique, comptant respectivement pour 40 à 50 % et 10 à 20 % ». « Le prix <du quota> a joué un rôle marginal pour expliquer les variations des émissions de CO₂, estimé entre 0 et 10 % ». ³⁹

Tableau n° 7 Comparaison des émissions et des allocations pour la France

	2008	2009	2010	2011	2012	2008-2012
Emissions vérifiées (ktCO₂)	124130	111093	115665	105413	103503	559803
Allocations de quotas (KtCO₂)	129568	128566	138644	139473	139527	675778
Différence	-5438	-17473	-22979	-34060	-36024	-115975
CER restitués (kt eqCO₂)						56590
ERU restitués (kt eqCO₂)						19008

Source : <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/emissions-trading-viewer>. Retraitement Cour des comptes

Les principaux mérites du système d'échange européen de quotas résident dans le fait d'avoir imposé aux acteurs l'existence d'une valeur du carbone et d'avoir permis des réductions d'émissions à un coût bien

³⁸ Le système européen fait aujourd'hui face à un surplus d'allocations estimé par la CDC Climat³⁸ à 1 537 Mt pour la période 2013-2020, ce chiffre étant cohérent avec les estimations de la Commission européenne de 2012³⁸ (1,3 Md de quotas). L'excédent pour la France se monterait sur la phase II à environ 118 Mt pour les seuls quotas cette différence atteignant même près de 193Mt en englobant la restitution des crédits Kyoto (cf. tableau suivant).

³⁹ Cf. Point Climat n° 32, octobre 2013.

moindre que celles obtenues par le déploiement des énergies renouvelables.

Toutefois le prix donné aujourd'hui par le marché au carbone n'est plus significatif : en cinq ans, le cours du quota pendant la phase II est en effet passé d'environ 20 € en 2007, à moins de 5 € sur les six premiers mois de l'année 2013⁴⁰. La faiblesse du signal prix est ainsi telle que les installations n'ont plus guère d'intérêt économique à investir dans des technologies de réduction d'émissions.

Trois principaux facteurs expliquent cette situation :

- *le SCEQE offre aux acteurs une visibilité insuffisante* : le facteur de réduction de 1,74 % du plafond des émissions prévu par la directive 2009/29/CE peut, en principe, continuer à s'appliquer après 2020. Toutefois cette date est perçue pour l'heure par les acteurs comme une date butoir. L'absence de perspective pour 2030 alors même que les efforts de l'Union sont censés s'inscrire dans une trajectoire allant jusqu'à 2050 nuit considérablement à la crédibilité du système ;
- *les composantes du Paquet énergie climat on elles-mêmes, paradoxalement, largement affecté l'efficacité du SCEQE* : l'accroissement obligatoire de la proportion d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen a ainsi de facto affaibli le SCEQE. En effet, en réduisant significativement les émissions des entreprises utilisatrices, celles-ci ont été amenées à réduire leur besoin de quotas. Cette action a, de plus, été renforcée par la dernière directive sur l'efficacité énergétique⁴¹ qui devrait également, à terme, entraîner une baisse de la demande. Les effets secondaires des directives « ENR » et « efficacité énergétique », ajoutés au surplus actuel de quotas hérité de la seconde période du SCEQE pourraient ainsi au total se traduire à la fois par un nouveau surplus de quotas mais aussi, de facto, par une réduction de plus de 80 % du rôle joué par le système dans la réduction des gaz à effet de serre des secteurs qui lui sont soumis⁴² ;

⁴⁰ S'il n'est pas possible de comparer le prix « marché » du carbone à sa « valeur tutélaire », il peut être néanmoins ici rappelé, à titre d'information, que cette valeur avait été estimée autour de 56 € en 2020 pour monter à 100 € en 2030.

⁴¹ Directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique.

⁴² Cf. Point Climat n° 28 : « Réforme de l'EU ETS : donnez-lui du travail » ; cf. également Point Climat septembre 2012 « Efficacité énergétique, énergie renouvelable et quotas de CO₂ en Europe : un besoin de coordination ».

- *l'absence de mécanisme régulateur permettant de gérer avec davantage de souplesse la fixation d'un plafond d'émissions* : conçu dans l'hypothèse d'une croissance régulière, le SCEQE de la phase II n'avait aucun moyen de réagir face à une crise économique réduisant les émissions. L'absorption progressive des quelque 1,5 Md de tonnes héritées de la 2^{ème} période hypothèquera longtemps la viabilité de la phase III.

B - Le captage et le stockage du CO₂

La technologie dite du captage et stockage (CSC⁴³) consiste à récupérer environ 90 % du CO₂ émis par les installations avant, pendant ou après la combustion des matières premières (pétrole, gaz ou charbon), avant de le transporter par canalisations ou bateaux, puis de le stocker sous terre.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que la mise en œuvre de tels projets, pourrait, d'ici 2050, contribuer à hauteur de 19 % à l'effort de réduction des émissions mondiales de CO₂. Le Paquet Energie Climat a largement pris en compte ces analyses en réservant une place particulière à cette technique au travers de la directive 2009/31/CE du 23 avril 2009, relative au stockage géologique du dioxyde de carbone.

Ce texte, transposé en France entre 2010 et 2012, vise à réglementer les conditions d'autorisation, d'exploitation et de gestion après fermeture, y compris sur le plan de la responsabilité de l'exploitant, des sites de stockage. Il ne crée aucune obligation de mise en place de projets de captage et stockage.

1 - La difficile mise en place de grands projets de démonstrateurs industriels et les incertitudes sur le CSC en France

Estimant que la technologie du CSC pourrait permettre de stocker près de 7 MtCO₂ en 2020 et jusqu'à 15 % des émissions européennes en 2030, la Commission avait souhaité encourager l'émergence de projets de CSC. Elle a proposé de consacrer à ces projets une partie de l'enveloppe NER 300, un programme abondé par la vente de quotas d'émissions prélevés sur la réserve nouveaux entrants⁴⁴. Au terme des deux appels d'offre européens, un seul projet de CSC situé au Royaume-Uni a toutefois été retenu.

⁴³ CCS en anglais : Carbon Capture & Storage.

⁴⁴ 200 millions de quotas en 2012 et 100 millions de quotas en 2013.

Plusieurs projets étaient initialement situés sur le sol français. On peut ainsi mentionner le projet C2A2 (démonstrateur de captage sur centrale à charbon), le projet TGR-BF, dit également ULCOS⁴⁵ (démonstrateur intégré sur une installation sidérurgique), ou encore celui de « France Nord » (démonstrateur de stockage) À cette date, seul le projet C2A2 a vu le jour⁴⁶, pour l'heure, été poursuivi.

Ce relatif échec en France et en Europe dans la mise en œuvre à grande échelle de projets de démonstration se traduit aujourd'hui par le maintien d'incertitudes dans la connaissance de cette technologie et des conditions de sa réalisation.

- incertitudes sur la mise en œuvre à l'échelle industrielle des trois grands procédés de captage que sont actuellement la post-, la pré- et l'oxycombustion : si ces différentes techniques sont désormais bien connues et relativement éprouvées, elles nécessitent encore une approche par démonstrateurs afin de valider la technologie ainsi que ses modes opératoires ;
- incertitude sur la faisabilité du stockage : Il existe aujourd'hui trois grands types de stockage géologique du CO₂ : les gisements d'hydrocarbures matures, les aquifères profonds (salins), les veines de charbon profondes inexploitées. Trois bassins sont, en France susceptibles de pouvoir stocker du CO₂ : le bassin parisien, le bassin aquitain et celui du Sud-Est. Toutefois, étant donné l'arrêt des projets de démonstrateurs CSC sur le sol français, il n'existe pas à ce jour d'études suffisantes permettant d'identifier de façon certaine des zones de stockage adéquates.

2 - Les principales raisons de cet insuccès

Trois principales raisons expliquent l'échec actuel du CSC : une méconnaissance des possibilités de stockage, un prix du carbone insuffisant pour compenser les coûts de la technologie et l'absence de soutiens financiers.

La connaissance insuffisante aujourd'hui des capacités de stockage dans le sous-sol français semble d'entrée hypothéquer la mise en place de captage à grande échelle : il paraît en effet difficile d'envisager un investissement dans un tel projet sans savoir au préalable si le carbone pourra être de fait stocké.

⁴⁵ ULCOS : Ultra-Low Carbon dioxide (CO₂) Steelmaking, ou « Processus sidérurgiques à très basses émissions de CO₂ ».

⁴⁶ Le projet a été inauguré en octobre 2013.

Par ailleurs, l'actuel prix du carbone ne permet pas de compenser le coût du CSC. Parmi les trois principaux maillons de la chaîne CSC, le captage représente à lui seul environ 70 % du coût total des installations. Ce coût reste cependant difficile à chiffrer avec certitude, étant donné le nombre de paramètres qui rentrent en ligne de compte, tels que le prix de l'énergie, le type d'installation - centrale à charbon, à gaz, installation industrielle - le type de transport ou encore le site de stockage qui, lui-même, fait appel à plusieurs paramètres (la nature de la formation exploitée, la localisation, ou encore l'existence de puits réutilisables pour injecter le CO₂).

Les points d'équilibre de la rentabilité des projets CSC pour des installations de type centrale à charbon ou à gaz supposent, selon les scénarios retenus, un prix du carbone situé environ entre 40-55 €/t pour un projet de centrale à charbon et entre 80-110 €/t pour un projet de centrale à gaz⁴⁷ alors que le prix actuel du CO₂ reste d'environ 5 €/t. Malgré les incertitudes qui entourent de telles estimations, l'ordre de grandeur obtenu indique clairement le caractère non rentable des projets de CSC dans les conditions actuelles de marché.

En l'absence d'un prix significatif du carbone, seul un soutien financier public de cette technologie est actuellement susceptible de faciliter sa mise en œuvre et l'AIE, dans sa feuille de route 2013 consacrée au CSC insiste ainsi à de nombreuses reprises sur la nécessité qu'il y a, selon elle, à développer aujourd'hui des soutiens financiers susceptibles de produire un effet de levier suffisant pour que l'investissement privé soit mobilisé⁴⁸.

Deux sources sont actuellement envisageables :

- les financements européens qui recouvrent deux principales enveloppes : (i) celle de la NER 300 dont pourrait, à terme, bénéficier le seul projet encore en lice à l'issue du 2^{ème} appel d'offre, un projet britannique. Ce levier n'a donc pas suffi à encourager de façon significative l'émergence de nombreux projets européens, a fortiori français. Cette ressource semblait par ailleurs déjà insuffisante puisque la directive stipulait qu'un projet bénéficiant de la NER 300 ne pouvait, in fine, bénéficier de plus de 15 % du financement européen disponible, et que la

⁴⁷ Estimations de la ZEP : fondée en 2005, la plateforme européenne technologique ZEP (Zero Emission Platform) regroupe des industriels, des administrations gouvernementales, de instituts de recherche ainsi que des ONG, telle le WWF sur les problématiques du captage/stockage. Les estimations données par la ZEP supposent une distance de transport d'environ 180 km.

⁴⁸ IEA : Technology roadmap, carbon capture and storage, 2013 edition.

totalité du financement public ne pouvait excéder 50 % du surcoût généré par la mise en place du CSC. (ii) L'autre source de financement réside dans le programme de relance européen qui devait disposer d'un Md € pour six démonstrateurs de CSC dans le secteur de l'électricité par combustion d'énergie fossile, soit une moyenne de 150 M€ par projet. Là encore, ce financement, dont la France, au regard de sa spécificité électrique n'aurait probablement guère bénéficié, risquait de se révéler, en l'absence de prix du carbone significatif, difficilement suffisant ;

- les financements nationaux : le financement public de cette technologie en France s'est pour l'instant limité à 80 M€ venant de l'ADEME et de l'ANR, essentiellement destinés à contribuer au financement de projets pilotes (démonstrateurs de recherche).

Tableau n° 8 Les financements publics français de la technologie CSC

Agence	Programme	Objet	Financement [M€]	Commentaires
ANR	Appels à projets R&D	47 projets de R&D	39,3	Programmes concernés : * Captage et stockage de CO ₂ (2005 - 2008) * Efficacité Énergétique et réduction des émissions de CO ₂ des systèmes industriels EESI (2009 - 2010) * Systèmes Énergétiques Efficaces et Décarbonés SEED (2011 - 2013)
	Investissements d'Avenir	IEED Geodénergies	15,9	IEED labellisé en mars 2012, contractualisation en cours
ADEME	Appels à projets R&D	31 projets de R&D	5,7	2003 - 2012
	Fonds démonstrateurs de recherche	Projet C2A2	5,0	* Démonstrateur de captage aux amines sur centrale à charbon (Coordinateur : EDF, technologie ALSTOM) * Inauguré en octobre 2013
		Projet TGR – BF	11,0	* Études préalables à un démonstrateur de captage de CO ₂ en milieu sidérurgique, transport et stockage géologique de CO ₂ en aquifères salins (Coordinateur : ARCELORMITTAL)
		Projet France Nord	2,3	* Démonstrateur de stockage de CO ₂ en aquifères salins (Coordinateur : TOTAL) * Aide accordée initialement : 22 M€. Le projet s'est arrêté à la fin de 2 années d'étude, avant la phase de démonstration.
Investissements d'Avenir	En cours d'instruction			

Source. : Bureau Industrie pétrolière et nouveaux produits énergétiques (DGEC)

Certains Etats ont en revanche décidé d'accorder au CSC une place importante dans la construction de leur futur modèle énergétique, à

l'image de la Grande-Bretagne qui, en avril 2012, a annoncé accorder l'équivalent d'1,1 Md€ de subventions au développement de projets de captage/stockage sur son sol⁴⁹.

Le choix de développer ou non des projets de captage/stockage et d'y consacrer les subventions nécessaires à leur émergence, en l'état actuel des prix du carbone, renvoie toutefois aujourd'hui à la question de l'utilisation des subventions publiques en faveur des différentes solutions énergétiques qui composent l'enveloppe du Paquet énergie climat. Aussi trois éléments méritent d'être pris en compte : le prix de revient de l'électricité pour les projets de CSC adaptés à des centrales thermiques, l'enjeu climatique et la production d'une énergie fossile décarbonée grâce à cette méthode.

3 - L'acceptabilité sociale, frein supplémentaire au déploiement des projets de CSC à court terme

Le principal risque d'un projet de CSC consiste en une fuite massive de CO₂ lors des différentes étapes du processus. Or, si les risques liés au captage et au transport s'apparentent aux risques industriels classiques, assez bien connus des acteurs et diffère assez peu de ceux des installations classées, les risques liés au stockage touchent à des questions d'acceptabilité sociale, en particulier du fait de la longue durée.

Si le projet pilote mené par Total à Lacq entre 2008 et 2013 paraît s'être déroulé dans de bonnes conditions, il convient de rappeler que celui-ci restait avant tout un projet de recherche impliquant des injections de CO₂ inférieures à 100 000 tCO₂. Un projet de taille industrielle entraînant le stockage de millions de tonnes pourrait générer des réactions dont il est difficile, à ce stade de préjuger.

À cette première incertitude s'ajoute celle qu'entraîne la responsabilité financière des opérateurs lors la cession de sites de stockage. La directive 2009/31/CE impose en effet à tout opérateur de site de stockage une durée minimale de vingt ans après la fermeture de ce site avant un possible transfert de responsabilité aux autorités compétentes. Cette période a été portée à trente ans par le texte de transposition français.

Au-delà des garanties financières qu'il doit apporter lors du dépôt de dossier de stockage, l'exploitant doit également, lors du transfert de responsabilité, mettre une contribution financière à disposition de l'autorité compétente, afin, notamment, de couvrir les coûts supportés par

⁴⁹ CCS Roadmap: Supporting deployment of Carbon Capture in the UK, Apr. 2012.

cette autorité après ce transfert, cette contribution devant permettre de couvrir « *au moins le coût prévisionnel de la surveillance financière pendant une période de trente ans* ». Ce montant, aujourd'hui impossible à définir *ex ante*, devrait être très probablement calculé au cas par cas.

Cet engagement d'un opérateur privé sur une période de 60 ans a jusqu'ici soulevé d'importantes réticences,

C - Les moyens budgétaires de l'Union européenne alloués au PEC

1 - Les enveloppes budgétaires disponibles

Au-delà du cadre réglementaire contraignant qui définit le contenu du PEC et de la surveillance du marché tutélaire du carbone qu'elle a contribué à construire, l'Union européenne dispose de moyens financiers, directs –ses propres crédits budgétaires – ou indirects – les lignes de crédit de la Banque européenne d'investissement- qu'elle utilise et met à disposition des Etats-membres.

L'UE dispose de plusieurs programmes de dépenses qui sont destinés à promouvoir la politique en matière d'efficacité énergétique, les principales sources de financement étant le Fonds européen de développement régional et le Fonds de cohésion. Sur la période de programmation 2000-2006, ceux-ci ont, au total, alloué 306 M€ à des projets concernant l'efficacité énergétique. Au cours de la période 2007-2013, l'enveloppe globale prévue pour l'efficacité énergétique est passée de 4 192 M€ en 2008 à 5 078 M€ en octobre 2012, dont la ventilation par État membre pendant l'ensemble de la période 2000-2013 est donnée par le tableau ci-après⁵⁰. Pour la période de programmation 2014-2020, la Commission a par ailleurs proposé une dotation supérieure à 17 Md€.

Cette proposition prévoit que, dans les régions plus développées et les régions en transition, au moins 80 % des ressources du FEDER seront centrées sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la recherche et l'innovation ainsi que la compétitivité des PME, un minimum de 20 % de cette dotation étant consacré à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables. Dans les régions moins développées, les niveaux correspondants sont respectivement de 50 % et 6 %.

⁵⁰ D'après le rapport « Rentabilité des investissements consacrés à l'efficacité énergétique dans le cadre de la politique de cohésion », Rapport spécial n° 21, Cour des comptes européenne, 14 novembre 2012.

Tableau n° 9 Affectation des fonds européens (M€)

État membre	Montant alloué pour la période 2000-2006	Montant alloué pour la période 2007-2013	Dotations totale État membre pour la période 2000-2013	Dotations totale État membre / dotations totale (%)	Projets sélectionnés pour la période 2007-2011	Projets pour la période 2007-2011 (%)
République tchèque	9,2	942,2	951,4	17,7	342,7	36,4
Italie	35,3	838,6	873,9	16,2	417,3	49,8
Pologne	11,4	499,0	510,4	9,5	389,4	78
Lituanie	31,8	370,5	402,3	7,5	439,3	118,6
Allemagne	12,0	373,2	385,2	7,1	307,1	82,3
Hongrie	7,2	328,5	335,7	6,2	163,9	49,9
France	25,6	291,2	316,8	5,9	177,0	60,8
Bulgarie	0	258,1	258,1	4,8	74,1	28,7
Roumanie	0	253,2	253,2	4,7	60,1	23,7
Royaume-Uni	23,4	150,7	173,4	3,2	167,4	111,1
Espagne	39,9	110,0	146,8	2,7	33,3	30,3
Grèce	42,6	71,2	113,8	2,1	492,4	691,8
Slovénie	0	105,7	105,7	2	73,7	69,7
Lettonie	21,0	60,2	81,3	1,5	106,1	176,2
Slovaquie	1,3	78,6	79,9	1,5	64,8	82,4
Portugal	0	74,2	74,2	1,4	49,6	66,8
Irlande	22,9	19,0	41,9	0,8	22,4	117,6
Pays-Bas	793,1	34,3	35,0	0,7	20,0	58,2
Estonie	2,6	28,8	31,3	0,6	27,8	96,8
Finlande	190,7	24,2	24,4	0,5	6,9	28,6
Belgique	5,3	19,0	24,2	0,5	9,4	51
Malte	0	12,6	12,6	0,2	3,1	24,7
Suède	0	9,2	9,2	0,2	1,0	11,5
Autriche	2,9	6,2	9,0	0,1	17,7	282,4
Luxembourg	0	0,5	0,5	0,01	1,7	345,6
Total	306,2	5 078,4	5,4	100 %	3 631,8	

Source : Cour des comptes européenne

Au cours de la période, la place de la France dans ces programmes communautaires concernant l'efficacité énergétique aura été *in fine* très modeste, ce d'autant plus que les projets retenus n'auront, à fin 2012, représenté que très sensiblement moins des 2/3 des crédits disponibles et de l'ordre de 35 M€ par an.

Tableau n° 10 Fonds relevant de la politique de cohésion européenne à l'efficacité énergétique alloués à la France

En milliers d'euros	2000-2006	2007-2013	2000-2013	Projets retenus 2007-2011	Projets retenus en % de dotation nationale
Montant	25 597	291 168	316 764	177 009	60,8 %
% de la dotation U.E.	8,4 %	5,7 %	5,9 %	4,9 %	

Source : Cour des comptes européenne, calculs Cour des comptes

Par ailleurs, s'ajoutant aux crédits dédiés à l'efficacité énergétique qui viennent d'être analysés, les énergies renouvelables font aussi l'objet de programmes opérationnels du FEDER, au titre desquels la France a, sur la période 2007-2013, bénéficié d'une enveloppe de 219,6 M€.

Enfin, ont déjà été mentionnés les financements européens issus de la NER 300 pour le financement de technologies sobres en carbone innovantes. Le premier appel à projets, lancé en 2012 a abouti, à la suite du retrait de l'ensemble des projets de captage/stockage, à la sélection de projets essentiellement situés dans le domaine des énergies renouvelables et des biocarburants. Lors de ce premier appel, deux projets français ont été retenus par la Commission et doivent bénéficier d'une partie des 1,2 Md€ issus de la vente aux enchères de 200 millions de tonnes de quotas. Au total, 240 M€ de crédits européens iront à deux projets français : le projet VERTIMED (projet d'éolienne flottante) et le projet UPM (projet de biocarburants de deuxième génération). Les projets qui seront financés au titre du deuxième appel d'offre de juillet 2013 ne sont pas encore connus.

2 - Des crédits d'une efficacité discutable

Dans un récent contrôle de l'emploi des fonds budgétaires européens alloués aux Etats-membres au titre de la politique d'efficacité

énergétique, la Cour des comptes européenne s'est attachée à déterminer si les investissements qui lui sont consacrés étaient rentables.

L'audit a porté sur les projets réalisés en République tchèque, en Italie et en Lituanie, pays qui ont bénéficié des contributions les plus importantes pendant la période de programmation 2007-2013 et qui avaient également alloué le plus de crédits aux projets correspondants en 2009. Il n'a donc pas concerné la France.

Au terme de cet examen, le jugement de la Cour des comptes européenne est sévère et met en évidence que les conditions de programmation et de financement mises en place n'avaient pas été de nature à permettre des investissements éco énergétiques rentables, car :

1. les programmes opérationnels audités n'avaient pas été assortis d'évaluations des besoins adéquates pour recenser les secteurs dans lesquels il était possible de faire des économies d'énergie rentables ;
2. la notion de rentabilité, n'a pas joué de rôle déterminant dans l'affectation des fonds par les États membres ;
3. les indicateurs de performance des mesures n'étaient pas adaptés au suivi des programmes. C'est pourquoi les résultats de mesures éco énergétiques communiqués par les pays membres ne peuvent être comparables à l'échelle de l'Union européenne ;
4. quoique tous les projets audités aient donné lieu aux réalisations physiques prévues, le coût de ces réalisations s'est révélé élevé au regard des économies d'énergie potentielles. Ces projets n'offraient pas un bon rapport entre les économies d'énergie et le coût d'investissement correspondant. La prévision du délai moyen de récupération des investissements se situant autour de 50 ans, ce qui est beaucoup trop long compte tenu de la durée de vie des composants remis à neuf ainsi que de celle des bâtiments ;
5. soit, s'agissant des bâtiments publics, les audits énergétiques n'étaient pas obligatoires (Italie, Lituanie), soit, lorsqu'ils l'étaient (République tchèque), les options d'investissement recommandées dans leur cadre étaient bien trop onéreuses. Quant aux économies d'énergie effectives, elles se sont avérées invérifiables pour 18 des 24 projets audités, car elles n'avaient pas été mesurées de manière fiable.

La Cour des comptes européenne recommande ainsi à la Commission européenne de désormais subordonner le financement de mesures éco énergétiques au respect des conditions suivantes : la réalisation d'une évaluation des besoins adéquate, un suivi régulier avec des indicateurs de performance comparables entre eux, le recours à des critères transparents pour sélectionner les projets et l'utilisation de coûts

d'investissement standard par unité d'énergie à économiser assortis d'une valeur maximale admissible pour le délai de retour.

Au total, pour la Cour des comptes européenne : « *Les programmes opérationnels ne reposaient pas sur des évaluations des besoins adéquates. La rentabilité n'était pas déterminante pour l'affectation de fonds aux mesures éco énergétiques* ».

II - Les moyens de l'action publique en France

Dans ses trois piliers, développement des énergies renouvelables, amélioration de l'efficacité énergétique et diminution des gaz à effet de serre, la mise en œuvre du PEC s'appuie sur de nombreux dispositifs de nature, réglementaire, financière ou fiscale.

A - Le pilotage de la mise en œuvre du PEC

D'après la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), le pilotage global de la mise en œuvre du Paquet énergie climat est assuré par le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie (MEDDE), le ministère de l'agriculture, de l'agroalimentaire et de la forêt (MAAF) ayant toutefois la responsabilité de la mise en œuvre des mesures spécifiques aux secteurs agricoles et forestiers.

Au sein du ministère, la DGEC exerce un rôle particulier d'acteur et de coordinateur des différentes actions menées par les autres directions du ministère. Elle est notamment directement en charge de l'application et du suivi des textes régissant le système d'échange de quotas, les énergies renouvelables ou encore le captage et le stockage du CO₂.

Elle constitue également le point d'entrée en même temps qu'elle est le chef de file des travaux concernant le calcul et l'inventaire des émissions dans la mesure où elle transmet les modes de calcul et les chiffres des émissions françaises à la Commission européenne et à la convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) (à travers le RMS⁵¹). L'arrêté du 24 août 2011 relatif au système national d'inventaires d'émissions et de bilans dans l'atmosphère

⁵¹ L'ensemble des mesures mises en œuvre par la France dans chaque secteur pour répondre à ces objectifs est détaillé dans le Rapport dit « RMS » (rapport sur les mécanismes de surveillance) que chaque État membre remet tous les deux ans à la Commission européenne au titre du paragraphe 2 de l'article 3 de la décision n° 280/2004/CE du Parlement européen et du Conseil européen. Dans la suite le signe RMS concernera l'actualisation de mars 2013 de ce document.

confirme le rôle du ministère et de la DGEC dans « *la mise en place et le suivi d'un système d'inventaires nationaux et territoriaux des émissions de polluants atmosphériques et de bilans d'émissions de gaz à effet de serre* ». La DGEC est ainsi chargée du pilotage du groupe de concertation et d'information sur les inventaires d'émissions (GCIIE), auquel participent également les ministères chargés de l'agriculture, de l'économie et de l'industrie, l'INSEE ou encore l'ADEME et le CITEPA.

La DGEC travaille avec les autres directions générales chargées de la mise en œuvre des politiques liées aux secteurs spécifiques de l'habitat (DGHUP), ou des transports, qui constituent deux volets essentiels de l'efficacité énergétique - ainsi la direction générale des infrastructures, des transports et de la mer (DGITM) et la direction générale de l'aviation civile (DGAC), particulièrement en charge des aspects liés à l'ETS « aviation ».

Plusieurs directions du ministère des finances suivent certains aspects du Paquet énergie climat : la direction générale de la compétitivité et des services (DGCIS), notamment sur les questions liées aux installations soumises au SCEQE ainsi qu'au sujet de la compétitivité ; la direction générale du Trésor, particulièrement sur le système des enchères de quotas mais aussi sur la gestion du compte de commerce « gestion des actifs carbone de l'État » dont elle est l'ordonnateur : la gestion du dispositif associe également étroitement le bureau développement durable de la direction du budget et le bureau des marchés carbone de la DGEC.

L'essentiel de la gestion de la mise en œuvre du PEC nécessite des réunions interministérielles, au sein de comités parfois institutionnalisés, comme le GCIIE précédemment cité, ou encore les comités sectoriels du Plan Climat, tenus annuellement. D'autres sont en revanche des comités *ad hoc*, tel les réunions sur les biocarburants ou encore le groupe de travail ayant réuni l'ensemble des ministères concernés sur l'utilisation du produit des enchères de quotas.

La DGEC est par ailleurs un acteur central de cette politique, puisqu'elle est chargée tout à la fois de l'élaborer et de la mettre en œuvre pour autant qu'il s'agisse d'assurer tant la sécurité de l'approvisionnement que le bon fonctionnement des marchés de l'énergie.

Au total, si la DGEC occupe incontestablement le rôle de *primus inter pares* dans la mise en œuvre et le suivi des différents textes du PEC, il convient de se demander si, face à des tâches multiples et aussi diverses, son action ne relève pas davantage de la coordination, de la centralisation et de l'assemblage plus que d'un réel pilotage.

Cela d'autant plus que l'autre organe du ministère qui est, lui aussi en principe chargé du développement, de l'animation et du suivi de la

stratégie de développement durable, à savoir le commissariat général au développement durable (CGDD), n'apparaît pas avoir pleinement réussi à jouer un rôle affirmé dans ce dispositif. C'est pourtant lui qui est chargé d'assurer le secrétariat du comité national du développement durable, comme du comité interministériel pour le développement durable.

En définitive, au regard des entretiens et des analyses menés dans le cadre de cette évaluation, la DGEC apparaît bien certes comme la plate-forme destinée à recevoir, à collecter et, le cas échéant, à harmoniser et compiler l'ensemble des informations et des mesures techniques prises par les autres directions techniques ou, a fortiori, les autres ministères. Mais, compte tenu de l'ampleur et de la diversité de ses tâches, elle peine manifestement à devenir l'organisateur d'une politique d'ensemble, c'est-à-dire interministérielle, de réduction des GES.

En d'autres termes, et en partie du fait du défaut du CGDD à assumer le rôle qui lui est imparti, la présente enquête peine à trouver, au sein des administrations consultées, un service en charge de concevoir et de piloter une politique véritablement intégratrice de réduction des GES qui réponde formellement aux objectifs liés textes européens mais aussi, au-delà, développe une politique « énergie-climat » globale et cohérente.

S'agissant de la conception, cette insuffisance s'est récemment marquée dans les difficultés rencontrées lors du débat national sur la transition énergétique. Ainsi, les transports, pourtant premiers émetteurs, ne figuraient initialement pas parmi les secteurs qui devaient être examinés, ils n'ont été de ce fait que très insuffisamment analysés. De même, les parties prenantes n'étant pas parvenues à s'accorder sur un document de « recommandations », seule une synthèse des débats a pu être élaborée. La concertation et le débat en amont sont donc restés insuffisamment conclusifs. Le manque d'un service animateur et sachant élaborer les outils nécessaires au débat s'est ainsi fait sentir. À cet égard, le nouveau commissariat général à la stratégie et à la prospective, par ailleurs service du Premier ministre, pourrait utilement servir de point d'appui dans l'avenir.

Enfin, s'agissant du pilotage, cette insuffisance ressort aussi des mesures prises par les différents services afin de permettre une réduction de la consommation énergétique et donc des gaz à effets de serre : ces mesures semblent en effet trop souvent avoir été conçues puis évaluées individuellement, dans le principal but de répondre aux objectifs chiffrés du PEC. Ainsi, vu sous cet angle particulier, le secteur des transports donne davantage l'impression d'un catalogue de mesures, chaque fois associées à l'espérance d'un gain en matière d'économie d'énergie et/ou d'émissions, dont la somme chiffrée est supposée répondre à l'objectif final. Pour autant, une approche globale et qui ne peut se résumer à la

seule atteinte d'un objectif, paraît absente. Cette approche, que l'on pourrait trouver, au niveau local, dans la mise en place de réels schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie – aujourd'hui malheureusement incomplète – pourrait notamment amener davantage de cohésion et de synergie entre les différents leviers, ainsi, par exemple, entre aménagement de l'espace, transports, habitat et dépenses fiscales. C'est pourquoi, il paraît indispensable que la nécessaire interministérialité de cette politique puisse être fortement affirmée et rendue effective. À cet égard, le fonctionnement du comité interministériel du développement durable devrait être rénové et son rôle fermement réaffirmé. Il devrait pour cela être doté d'un secrétariat permanent ayant une réelle autorité relevant donc de la DGEC, et être régulièrement réuni sous la présidence effective du Premier ministre.

B - La fiscalité

Plusieurs mesures fiscales soutiennent la mise en œuvre du PEC, dont les principales sont : le crédit d'impôt développement durable, le taux réduit de TVA pour les travaux d'amélioration, de transformation, d'aménagement et d'entretien portant sur des logements achevés depuis plus de deux ans et l'éco-prêt à taux zéro.

1 - Des mesures nombreuses, rarement évaluées et chiffrées

Les mesures en faveur des énergies renouvelables ou de l'efficacité énergétique sont nombreuses mais rarement évaluées, malgré un coût pour les finances publiques parfois élevé. Ainsi, par exemple, la dépense fiscale relative au bénéfice du taux réduit de TVA pour les travaux d'amélioration, de transformation, d'aménagement et d'entretien portant sur des logements achevés depuis plus de deux ans s'est élevée à 5,8 Md€ en 2011 et 5,23 Md€ en 2012. Il n'existe pourtant pas de statistiques qui mesurent spécifiquement le coût de ce dispositif fiscal pour le développement des énergies renouvelables ou pour l'amélioration de l'efficacité énergétique. En effet, cette mesure vise bien plus largement l'ensemble des travaux effectués dans les logements anciens (planchers, huisseries, installations électriques, sanitaires et de plomberie, système de chauffage, etc.). Les enjeux pour le chiffrage du PEC sont pourtant considérables. Sur la base des investissements correspondants aux seuls équipements de production d'énergie renouvelable dans les logements anciens, la DGEC a évalué la dépense fiscale brute correspondante à 1,8 Md€ sur l'ensemble de la période 2005 à 2011. L'entrée en vigueur du taux de TVA réduit spécifique aux travaux de rénovation thermique

prévu par le projet de loi de finances pour 2014 permettra à l'avenir de mieux connaître la part de ces travaux.

De même, d'autres dispositifs fiscaux (taux réduit de TVA pour les abonnements relatifs aux livraisons d'électricité ou de chaleur renouvelable, de petite puissance (abrogé en 2012), exonération d'impôt sur le revenu et de TVA pour la vente de l'électricité produite par les petites installations photovoltaïques, amortissement dégressif et exceptionnel sur 12 mois pour l'achat de certains équipements de production d'énergies renouvelables) n'ont fait l'objet d'aucune évaluation, malgré un coût global qui pouvait atteindre 25 M€ par an jusqu'en 2012⁵².

2 - Un coût public de carbone évité variant d'un facteur 20

Lorsqu'elles sont évaluées, les mesures n'apparaissent pas toujours efficaces. Ainsi, l'enquête conduite pour le comité d'évaluation des dépenses fiscales et des niches sociales en avril 2011 a mis en évidence d'importantes disparités du coût public du carbone évité⁵³ entre les différents équipements éligibles au crédit d'impôt développement durable (CIDD), sans justification particulière.

Le ministère indique, dans le rapport RMS, que « *le coût public par tonne de CO₂ évitée a été estimé à 64 € en moyenne sur la période 2009-2012. Ce résultat ne prend en compte ni l'effet rebond (...), ni l'effet d'aubaine (...), qui réduisent l'efficacité du crédit d'impôt. A contrario, d'autres effets qui renforcent l'efficacité de long terme de cette mesure ne sont également pas pris en compte (développement de l'offre de produits, qualification des professionnels,...).*

Plusieurs études et sondages ont cherché à estimer l'importance de l'effet d'aubaine dans le cas de la mise en œuvre du CIDD. Ainsi, d'après les résultats de l'enquête OPEN 2011, le CIDD n'a eu aucun changement significatif sur 44 % des projets de travaux de rénovation qui en ont bénéficié. (...) ».

⁵² dont 20 M€ par an pour le taux réduit de TVA pour les abonnements relatifs aux livraisons d'électricité ou de chaleur renouvelable, de petite puissance de 2006 à 2012.

⁵³ 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° 11 Coûts publics 2011 de la tonne de CO₂ évitée, par technologie aidée par le CIDD

Filières	Coût public en €/t CO ₂ évitée
Solaire thermique	432
Photovoltaïque	136
Isolation des parois vitrées	70
Pompes à chaleur	55
Chaudières à condensation	43
Appareil indépendant de chauffage au bois	28
Isolation des parois opaques (toits et murs)	21

Source : rapport d'évaluation CIDD (calculs DGEC)

Le ministère reconnaît que les données statistiques concernant le crédit d'impôt sont pauvres. Les données sont collectées par la direction générale des finances publiques à travers la déclaration de revenus. Cependant, le formulaire concernant le crédit d'impôt ne distingue pas, pour un même taux de crédit d'impôt, les équipements installés. Ainsi, l'utilisation d'enquêtes complémentaires (Observ'ER, OPEN) sont nécessaires pour estimer la ventilation des dépenses fiscales par équipements. Ces différents outils ne permettent pas de connaître la qualité et la quantité des rénovations effectuées hors dispositif incitatif.

3 - Des mesures pour le logement manquant d'efficacité

Outre une efficacité variable, certaines mesures, notamment celles spécifiquement conçues pour atteindre les objectifs du PEC, peinent à atteindre les objectifs fixés. L'éco-prêt à taux zéro permet aux propriétaires de logements de financer des travaux de rénovation à l'aide d'une avance remboursable sans aucun intérêt obtenu auprès de leur banque. En contrepartie, celle-ci obtient de l'État un crédit d'impôt⁵⁴.

Selon le RMS, les travaux financés par l'éco-prêt à taux zéro sur la période 2009-2010 permettraient d'économiser environ 2,8 MteqCO₂ et 14,9 TWhEP d'ici à 2020 par rapport à une trajectoire tendancielle. Le modèle de scénario d'émissions de gaz à effet de serre (SceGES) n'a pas été réutilisé pour mesurer l'impact de l'éco-PTZ sur les missions de GES sur la période suivante. Par extrapolation, les 225 000 éco-PTZ distribués sur la période 2009-2012 permettraient d'économiser au total environ

⁵⁴ 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.

4,2 MteqCO₂ d'ici à 2020 par rapport à cette même trajectoire tendancielle.

Mais les informations figurant en annexe du projet de loi de finance pour 2012 montrent que le dispositif n'a pas atteint les objectifs quantitatifs initialement fixés. Si la montée en puissance a en effet été très rapide en 2009, avec plus de 70 000 éco-prêts émis (pour un objectif de 50 000), le rythme s'est ensuite nettement ralenti à partir du début de l'année 2010 avec environ 6 000 dossiers par mois. Au total, 150 000 éco-prêts ont ainsi été distribués sur la période 2009-2010, pour un objectif de 200 000. En 2011 et 2012, l'écart entre les objectifs et le réalisé s'est encore creusé (cf. Tableau n° 12).

Tableau n° 12 Nombre et coût des éco-prêt à taux zéro distribués

	2009	2010	2011	2012
Objectif affiché	50 000	200 000	240 000	320 000
Nombre de prêts émis	70 933	78 484	40 755	34 000
Coût générationnel ⁵⁵ (M€)	192	189	109	81

Source : DHUP

De fait, l'objectif de 400 000 éco-prêts par an à compter de 2013 apparaît fortement compromis.

Pour l'éco-PTZ, le coût public moyen est ainsi estimé à 56 € par tonne de CO₂ évitée, mais sans effet rebond ni effet d'aubaine.

De même, dans le parc locatif social, un objectif de rénovation des 800 000 logements sociaux les plus énergivores d'ici 2020 a été fixé par la loi du 3 août 2009 dite Grenelle I. L'atteinte de cet objectif s'appuie sur deux mesures : un dégrèvement de taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB) pour les organismes d'HLM ou les sociétés d'économies mixtes immobilières qui font réaliser des travaux d'économies d'énergie conformes à la réglementation thermique en vigueur et un éco-prêt logement social (éco-PLS) qui est un prêt à taux bonifié distribué par la Caisse des dépôts et consignations depuis 2009.

⁵⁵ Le coût générationnel représente l'ensemble des crédits d'impôt octroyés aux établissements de crédit pour une "génération" donnée, i.e. pour l'ensemble des éco-prêt à taux zéro dont l'offre de prêt a été émise au cours de l'année de référence. Le crédit d'impôt correspondant à un éco-prêt à taux zéro est versé en cinq ans, à compter de l'année suivant l'année de mise en force (déblocage) du prêt. La montée en puissance de la dépense fiscale s'explique donc par l'accumulation des générations de prêt faisant l'objet du versement d'une fraction de crédit d'impôt.

La première version de ce prêt (à taux fixe de 1,9 % sur 15 ans et 2,35 % sur 20 ans), distribué de 2009 à juin 2011, a permis d'engager la rénovation de 94 518 logements sociaux et représentait une enveloppe de 1,1 Md€, pour un montant de travaux financés d'environ 2,56 Md€. Une deuxième génération d'éco-PLS, lancée en février 2012, a permis de rénover 23 383 logements au 31 décembre 2012, soit un montant de travaux financé d'environ 770 M€, dont 279 M€ de prêt éco-PLS. La chute du rythme de rénovation entre la première et la seconde génération de prêt s'expliquerait en grande partie par la moindre bonification des taux d'intérêt.

Dans le RMS⁵¹ d'avril 2013, le ministère indique que l'éco-PLS « *pérennisé jusque fin 2020 a pour objectif la rénovation de 70 000 logements sociaux/an* ». Dans son discours du 21 mars 2013, le président de la République a annoncé un objectif de 120 000 rénovations de logements sociaux par an, soit un quadruplement du rythme actuel (en quatre ans, 2009-2012, l'éco-PLS a permis la rénovation de 117 900 logements sociaux). Pour cela, le taux de l'éco-PLS a été fixé au taux du livret A diminué de 75 points (soit 0,5 % depuis le 1er août 2013) sur une durée de 15 ans.

C - Les dispositifs de soutien financier

Les dispositifs financiers mis en place pour atteindre les objectifs du PEC à l'horizon 2020 sont, de façon comparable aux mesures fiscales, peu évalués, parfois difficiles à mettre en œuvre, et pas toujours efficaces.

1 - Une évaluation insuffisante

a) Le soutien aux énergies renouvelables : des tarifs d'achat pas toujours bien ajustés

Outil de soutien aux énergies renouvelables, les tarifs d'achat ne s'appuient pas toujours sur une connaissance fiable et actualisée de l'ensemble des paramètres conditionnant la rentabilité des installations (coûts de production, rémunération du risque, cumul de mesures de soutien) comme l'a montré le rapport public thématique⁵⁶ publié par la Cour en juillet 2013. Cette situation peut conduire à installer des rentes de situation au profit des producteurs. Ainsi, la déconnexion entre les tarifs

⁵⁶ Cour des comptes, Rapport public thématique : La politique de développement des énergies renouvelable. La Documentation française, juillet 2013, 241 p., disponible sur www.ccomptes.fr.

d'achat et l'évolution des coûts de production de l'électricité solaire photovoltaïque a entraîné une véritable « bulle » de 2009 à 2010.

b) Les certificats d'économie d'énergie

Le mécanisme des certificats d'économie d'énergie (CEE)⁵⁷ a été introduit en France par la loi POPE du 13 juillet 2005, avant donc l'adoption du PEC. Au 30 septembre 2012, environ 90 % des CEE émis provenaient d'opérations réalisées dans le secteur du bâtiment. Ce mécanisme a fait l'objet d'une évaluation séparée par la Cour des comptes à la demande du premier ministre qui a été publiée en octobre 2013. La Cour y estime que, si les objectifs quantitatifs du dispositif des CEE ont été jusqu'à présent dépassés, l'efficacité du système est difficile à mesurer et peut être améliorée.

c) Le programme « habiter mieux »

De même, le programme "Habiter Mieux" du programme d'investissement d'avenir « Fonds d'aide à la rénovation thermique des logements privés » (FART)⁵⁸ dont l'agence nationale de l'habitat (ANAH) est l'opérateur, n'a fait l'objet d'évaluation des économies d'énergie ou d'émissions de CO₂ qu'il engendrerait à horizon 2020 ni dans le programme national d'amélioration de l'efficacité (PNAEE) de 2011, ni dans le RMS de 2013.

Ce programme connaît un démarrage très lent. Sur la période 2010-2013, il devait permettre la rénovation thermique de 135 000 logements moyennant l'engagement de 225 M€, or, le programme a permis d'engager de 2010 à 2012 le financement de la rénovation de seulement 19 477 logements, mobilisant 44,2 M€ du FART. L'ANAH explique la lenteur de la montée en charge du programme par l'importance du reste à charge qui peut constituer un frein pour de nombreux ménages modestes.

Compte tenu de ces retards, une évaluation précise des causes est indispensable, elle vient seulement d'être engagée.

⁵⁷ Ce dispositif consiste à inciter les fournisseurs d'énergie à promouvoir l'efficacité énergétique auprès de leurs clients en leur imposant une obligation triennale de réalisation d'économies d'énergie.

⁵⁸ Créé par la loi n° 2010-237 du 9 mars 2010 de finances rectificatives pour 2010 ; les conditions d'emploi du Fonds d'aide à la rénovation thermique (FART) sont définies par le décret n° 2011-1426 du 2 novembre 2011 et le règlement qui lui est annexé.

d) Les travaux de réhabilitation énergétique financés par le FEDER

Depuis le 10 juin 2009, les investissements en efficacité énergétique et en énergies renouvelables dans le secteur du logement sont éligibles au fonds européen de développement régional (FEDER). Le montant mobilisable pour les travaux de réhabilitation énergétique est de 4 % de l'enveloppe nationale du FEDER, ce qui correspond à environ 230 M€ pour la métropole et 90 M€ pour les DOM, pour la période 2009-2013 et sans plafond de dépense annuel.

Une circulaire du 22 juin 2009 recommande de calquer les conditions d'attribution de cette subvention sur celles ouvrant droit à l'éco-PLS pour le parc public et l'éco-PTZ pour le parc privé. Dans les DOM, il est recommandé que les interventions visant à améliorer le confort d'été ou à utiliser les énergies renouvelables puissent être financées par le FEDER sous réserve qu'elles soient innovantes ou aient un coût important justifiant d'un besoin de sources de financement complémentaires. Chaque région doit définir sa propre stratégie d'utilisation du FEDER, en concertation avec les acteurs du logement. Les aides doivent être concentrées sur des opérations structurantes regroupant un nombre significatif de logements et visant une performance énergétique exemplaire, afin de donner de la visibilité à l'intervention des crédits européens sur ces mesures.

L'impact spécifique de cette mesure ne fait l'objet d'aucune évaluation.

e) Les mesures dans le secteur agricole

Par ailleurs, les différentes mesures engagées dans le secteur agricole ne font pas l'objet d'évaluation poussée de leur efficacité voire de leur efficience au regard des objectifs attendus pour l'agriculture mais surtout au regard des objectifs attendus au sein des différents secteurs concernés par la décision « partage de l'effort ».

Les données transmises par le ministère de l'agriculture sur les résultats des différentes mesures sont des résultats en termes de nombre de dossiers subventionnés. Le nombre de dossiers traités par mesure varie de 275 dossiers (aspect serres du plan végétal environnement) à 53 000 mesures (prime herbagère agro-environnementale).

En premier lieu, ces résultats paraissent bien faibles au regard du nombre total d'exploitations agricoles en France (515 000 exploitations en 2010).

Par ailleurs, quand le coût des mesures est connu, les résultats en termes de réduction de gaz à effet de serre ne sont pas chiffrés, ce qui ne permet pas de rapporter le coût financier des mesures à leurs impacts réels.

Ainsi, le modèle SceGES (scénario gaz à effet de serre) utilisé par la France pour mesurer l'impact de réduction des gaz à effet de serre par étude des écarts entre différents scénarios tendanciels ne prend pas en compte la notion de coût dans sa démarche de comparaison des scénarios.

2 - Un calcul des tarifs d'achat fixés en décalage avec le cadre légal

L'obligation d'achat par les distributeurs est le principal outil de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable. Mais la méthode de fixation des tarifs est légalement encadrée. Elle doit tenir compte du coût évité pour l'acheteur (prix du marché ou du coût de production de la filière nucléaire dans les faits), 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.

3 - Des mesures peu efficaces

a) Le volet transport est onéreux pour une faible efficacité

L'impact à horizon 2020 des mesures prises, tel qu'il est évalué par les modèles de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), est faible puisque les émissions évitées seraient de l'ordre de 12 MteqCO₂ sur un total pour les transports de 138 MteqCO₂ en 2011, soit moins de 9 %. Ces chiffres déjà faibles peuvent de plus être mis en doute car la mesure la plus efficace, la diminution de consommation des voitures

neuves, serait entachée d'une dérive entre la consommation annoncée par les constructeurs par rapport aux mesures réalisées de manière indépendante.

De plus, et de façon encore plus frappante, l'efficacité environnementale du schéma national des infrastructures de transports (SNIT) a été estimée à seulement 2 à 3 MteqCO₂ évités par an, soit 150 MteqCO₂ évités sur la durée de 50 ans pour un investissement dépassant 240 Md€.

Ce constat d'inefficacité (le coût public de la tonne de CO₂ évitée dépasserait globalement le millier d'euros pour le SNIT) mérite d'être pris en compte. L'orientation accordant une priorité systématique aux transports guidés sur rail est d'autant plus étonnante que la France n'accuse aucun retard, au regard de l'UE 27, dans les domaines du ferroviaire et des transports en commun sur site propre (TCSP).

Tableau n° 13 Estimation de l'impact en 2020 des mesures pour le transport

Mesures	MteqCO ₂ évitées		en % du total évité
	Estimation basse	Estimation haute	
Sobriété des voitures neuves	9,20	9,20	18 %
Véhicules électriques et hybrides	1,90	2,10	4 %
Eco-taxe poids lourds	0,26	0,60	1 %
Climatisation des automobiles	0,55	0,55	1 %
Total secteur transports	11,91	12,45	24 %
Total des mesures individuelles chiffrées tous secteurs (RMS 2013)	51,35	52,08	
Rappel : Emission de GES du seul secteur transport en 2011 (routier)	132 (125)		

Source : RMS, mars 2013

La mise en avant de solutions techniques *a priori*, tels que les transports guidés, nuit à l'établissement d'une politique multimodal efficace en faveur de la mobilité, qui soit compatible avec les objectifs d'efficacité énergétique et d'émission réduite de CO₂ du PEC.

b) Les appels d'offres en matière de capacités de production d'énergies renouvelables ne garantissent pas les capacités attendus ni les meilleurs prix

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. Les appels d'offres ont pour objet d'assurer à l'administration une plus grande maîtrise sur le développement des filières moins matures et de stimuler les filières en retard de capacité. 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 autres distributeurs sont tenus de conclure un contrat d'achat de l'électricité avec les producteurs lauréats selon les conditions définies dans leurs offres

Mais cette procédure est 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 photovoltaïques⁵⁹, alors que la capacité déjà installée et celle en file d'attente de raccordement dépassent déjà les objectifs fixés pour 2020.

Certains appels d'offres n'ont pas atteint les objectifs de puissance attendus⁶⁰. Ainsi, celui de 2004 pour installer 500 MW d'éolien terrestre n'a pu retenir que 278 MW au total, soit 56 % de l'objectif. Celui de 2010, portant sur 95 MW, n'a pu retenir 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 biomasse, pour lesquels la CRE estime à seulement 30 % le taux de réalisation effective.

Enfin, 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.

⁵⁹ Un appel d'offre, pour développer des capacités comprises entre 100 et 250 kW et deux appels d'offre pour des capacités supérieures à 250 kW.

⁶⁰ Les raisons sont multiples : cahier des charges insuffisamment respecté par les projets, tarifs proposés trop élevés, nombre insuffisant de projets candidats, etc.

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 limité la concurrence et a donné un avantage comparatif au seul candidat bénéficiant d'études de vents sur les zones concernées. En outre, un prix plafond⁶¹ a été publié dans l'appel d'offres, mais il n'a pas été respecté pour trois des sites concernés.

De même, la mauvaise articulation 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 kWc⁶² et les tarifs d'achat pour les puissances inférieures. Or le tarif d'achat (tarif « T5⁶³ ») peut aussi bénéficier aux installations dépassant 100 kWc. Les porteurs de projets peuvent donc utiliser les deux dispositifs et proposer lors des appels d'offres des prix parfois très supérieurs au tarif T5, qui devient dès lors un « prix plancher ».

Dans son avis du 20 décembre 2012 sur le projet de nouvel arrêté tarifaire photovoltaïque, la CRE rappelait que le tarif T5 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'offres⁶⁴. Or, 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 progressé (+ 434 MW au 3^{ème} trimestre 2012), quasi exclusivement pour des installations de plus de 250 kWc (426 MW).

La CRE constatait également que l'application de tarifs et d'appels d'offre sur des mêmes tranches de puissance entraînait des prix allant du simple au double et recommandait de réserver le dispositif d'obligation d'achat aux installations inférieures à 100kWc.

4 - Des dispositifs parfois sous-dimensionnés

a) Le fonds chaleur

⁶¹ 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 %.

⁶² Le kWc est l'abréviation de Kilowatt-crête. Cette unité est uniquement utilisée pour caractériser les installations photovoltaïques.

⁶³ 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 essentiellement des installations de plus de 100 kWc.

⁶⁴ Conformément à l'exposé des motifs de l'arrêté du 4 mars 2011.

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

Les engagements du fonds chaleur ont représenté 628 M€ entre 2009 et 2011. 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 financé par le fonds chaleur. À ce jour, l'ADEME, gestionnaire du fonds, considère que les résultats atteints sont en ligne avec les objectifs attendus pour 2012. Mais sur la base des coûts observés jusqu'ici, les capacités financières actuelles du fonds ne permettant de ne financer que 3,1 Mtep. 1,4 Md€ supplémentaires seraient nécessaires jusqu'en 2020 pour atteindre l'objectif de 5,5 Mtep.

b) La question de la réserve nouveaux entrants

Chaque plan national dit « d'allocation de quotas de CO₂ » (PNAQ), qui répartit l'ensemble des quotas alloués aux installations pour la phase II, prévoyait une réserve destinée aux installations créées en cours d'exercice ou venant accroître la capacité des sites existants.

La dotation de cette réserve nouveaux entrants - 13,71 MtCO₂ pour les années 2008-2012 - s'est révélée rapidement insuffisante, et dès 2010 était épuisée. L'État français a donc dû acheter des quotas afin de doter les installations concernées. Ces opérations d'achat pour les entreprises, conduites sur le compte de commerce 913 « Gestion des actifs carbone de l'État » se sont montées à 207 M€ dont seuls 112 M€ ont pu être recouverts au travers d'une taxe⁶⁵ en 2012, 95 M€ restant in fine à la charge des finances publiques⁶⁶.

D - Les mesures réglementaires

Le levier réglementaire est largement utilisé pour atteindre les objectifs du PEC. Mais son élaboration et ses conditions d'application ne sont pas toujours maîtrisées.

⁶⁵ La loi de finances pour 2012 a prévu d'instaurer une taxe exceptionnelle, assise sur le chiffre d'affaires des entreprises soumises au SCEQE (article 18 de la loi n° 2011-1977 du 28 décembre 2011).

⁶⁶ Cf. In : Annexe sur le système d'échange des quotas : « le coût pour l'État ».

1 - Des réglementations parfois excessives, une instabilité dommageable

a) 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 régit l'installation et l'exploitation des éoliennes est particulièrement complexe et contraignant. Il a été assoupli par l'adoption de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013⁶⁷.

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 est équivalente 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 réglementations multiplie les motifs de recours, déposés par les opposants à l'implantation d'éoliennes dans près d'un projet sur trois.

Les projets de parcs éoliens terrestres sont en effet soumis à des règles d'urbanisme contraignantes qui apparaissent en outre contradictoires⁶⁸, tandis que la loi Grenelle II de 2010 a imposé en outre le régime des « installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) » aux éoliennes terrestres de plus de 50 mètres ou d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW.

⁶⁷ Loi 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.

⁶⁸ En application de l'article L. 146-1 à 9 du code de l'urbanisme, sur le littoral, les éoliennes doivent être construites en continuité des zones urbanisées, mais en application de l'article L. 553-1 du code de l'environnement les éoliennes d'une hauteur supérieure à 50 mètres ne peuvent être construites à moins de 500 mètres des habitations. Les préfets sont donc dans l'impossibilité de délivrer des permis de construire sur les zones littorales, qui sont aussi les mieux pourvues en vent.

b) La réglementation applicable à la géothermie peu profonde est trop rigoureuse et inadaptée

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. 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 concernées.

Le texte d'application est cependant toujours en préparation.

c) Des contraintes réglementaires limitent le développement du potentiel hydroélectrique

Les contraintes environnementales réduisent fortement les opportunités de développement de la production hydroélectrique. Si l'impact de la réglementation sur les débits réservés paraît modeste⁶⁹, 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.

D'après une étude d'octobre 2012 de l'union française de l'électricité (UFE)⁷⁰, les projets actuels de classement en liste 1⁷¹ rendent impossible la réalisation de 76 % du potentiel hydroélectrique supplémentaire identifié par l'UFE dans son étude de novembre 2011,

⁶⁹ Ils sont estimés à 1 TWh en 2014 et 2 TWh en 2020 sur une production totale de 72 TWh.

⁷⁰ Étude union française de l'électricité du 26 octobre 2012, Quel potentiel hydroélectrique pour les régions françaises ? (2e partie).

⁷¹ 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 principalement) et des sédiments.

soit 10,6 TWh par an⁷². 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.

d) Un environnement juridique instable

Si la réglementation 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 et a, d'ores et déjà, pour effet de bloquer le financement par les banques des nouveaux projets.

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. Cette politique de l'urgence, développée en réaction aux événements, va à l'encontre de la nécessaire stabilité à long terme du cadre juridique pour engager des projets sur quinze à vingt ans.

2 - Des réglementations parfois incomplètes

a) Le raccordement aux réseaux des installations de production d'énergies renouvelables

Tout producteur d'énergie renouvelable bénéficie d'une garantie de raccordement au réseau électrique, quelle que soit sa localisation sur le territoire national. Jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi Grenelle II de 2010, le coût de raccordement (moins une réfaction de 40 %) était entièrement supporté par le premier demandeur de raccordement. Les producteurs qui se raccordaient postérieurement bénéficiaient d'un effet d'aubaine due à la préexistence de l'ouvrage. Il s'ensuivait un certain nombre d'effets pervers : répercussion du retard du premier projet en file d'attente sur tous les suivants, implantation des installations sur les zones déjà raccordées mais pas forcément sur celles bénéficiant des meilleurs gisements...

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

⁷² Étude de l'union française de l'électricité du 29 novembre 2011, Quel potentiel hydroélectrique pour les régions françaises.

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. Cependant, toutes les régions n'ont pas encore élaboré leur SRCAE, ce qui empêche 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.

b) Les mesures réglementaires en faveur de l'efficacité énergétique des logements

Les deux mesures réglementaires les plus importantes du Grenelle de l'environnement en matière d'efficacité énergétique des logements sont le diagnostic de performance énergétique (DPE) et l'obligation de travaux de rénovation dans le tertiaire. S'agissant du DPE qui vise avant tout à la prise en compte du critère d'efficacité énergétique dans les décisions d'achat et de location de logements, son impact sur la consommation d'énergie et les émissions de CO₂ est indirect, donc effectivement difficilement évaluable. Le dispositif français de DPE a néanmoins fait l'objet de critiques en raison du caractère théorique des mesures de consommation d'énergie contenues dans les DPE et de la fiabilité relative des DPE réalisés. Une étude de l'ANAH de 2008 estimait la moyenne de consommation dans les DPE à 240 kWh_{eff}/m²/an pour une consommation réelle observée de chauffage et eau chaude de 150 kWh_{eff}/m²/an.

S'agissant du DPE des copropriétés, ses modalités ont été précisées par le décret n° 2012-1342 du 3 décembre 2012. Si le décret n° 2012-111 du 27 janvier 2012 précise l'obligation de réalisation de l'audit énergétique, son arrêté d'application n'a pas encore été publié. Le démarrage effectif d'audit conforme aux textes réglementaires n'est donc toujours pas possible alors que près d'un an et demi, sur les cinq donnés comme délai de mise en œuvre de l'obligation, s'est déjà écoulé.

S'agissant de l'obligation de travaux dans le tertiaire, le décret d'application, qui permettrait de préciser la nature de cette obligation et

donc d'en débiter l'application, n'est toujours pas publié, alors que le délai de huit ans pour réaliser ces rénovations court depuis plus de 17 mois. Le ministère chargé du logement indique que « *dans un contexte économique sensible, la mise en œuvre d'une telle obligation impose une approche pragmatique qui permet d'allier ambition environnementale et soutenabilité économique. La préparation du texte d'application a nécessité en conséquence un long travail de concertation, d'échanges et de réflexion. L'administration a désormais commencé la rédaction du texte d'application et le calendrier prévisionnel prévoit une sortie de ce texte pour le 2nd semestre 2013* ». Si le travail de rédaction technique du décret est bien avancé, la concertation sur le texte n'a pas encore été lancée.

Le même retard a été constaté s'agissant de l'évolution des règles de décision en copropriété, introduite par la loi Grenelle II, qui vise à faciliter l'exécution de travaux d'intérêt collectif dans des parties privatives, l'installation de compteurs d'énergie thermique ou de répartiteurs de frais de chauffage et l'adoption de plans de travaux d'économies d'énergie ou d'un contrat de performance énergétique. Le décret d'application, qui fixe la liste des travaux concernés, a été publié seulement le 3 décembre 2012 dernier.

c) La mise en place des compteurs électriques individuels

Par amendement au projet de loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes ("loi Brottes"), le Gouvernement a voulu modifier l'article L. 241-9 du code de l'énergie pour avancer au 1^{er} janvier 2015 la mise en place de compteurs individuels et pour y supprimer l'exception à leur installation en raison « *d'un coût excessif* ».

Le Conseil constitutionnel a, notamment, justifié la censure de l'article 2 de la loi Brottes⁷³ sur le bonus-malus énergétique par le fait « *que, pour les logements situés dans des immeubles collectifs qui ne seraient pas dotés au 1^{er} janvier 2015 d'un dispositif de comptage alors qu'ils ne sont pas concernés par l'impossibilité technique précitée, la répartition du bonus-malus entre les logements n'est pas déterminée en fonction de l'objectif poursuivi* », et qu'il était très hypothétique qu'à la date du 1^{er} janvier 2015, les compteurs individuels aient pu être mis en place dans tous les logements non équipés. Les données du gouvernement montraient en effet que près de 90 % des logements situés dans des immeubles collectifs équipés de chauffage collectif, soit plus de 4 millions de logements, ne sont actuellement pas équipés d'un tel

⁷³ Décision n° 2013-666 DC du 11 avril 2013.

dispositif de comptage. Or l'obligation d'individualisation des frais de chauffage existe depuis 1974.

3 - Un contentieux abondant

Que ce soit en raison du nombre et de la complexité 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.

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.

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.

4 - Des mesures peu efficaces

a) Le plan de performance énergétique des exploitations agricoles

Le ministère de l'agriculture ne disposant pas d'indicateurs fiables de suivi, l'impact réel du plan de performance énergétique des exploitations agricoles ne peut être mesuré. Mais le ministère indique que le plan a permis en 4 ans la réalisation de 10 000 diagnostics énergie/GES, ce qui porte à environ 14 000 le nombre de diagnostics réalisés en agriculture. En 4 ans, 10 000 projets d'amélioration de l'efficacité énergétique des exploitations agricoles ont été aidés et 120 projets de méthanisation ont soutenus par le plan de performance énergétique (PPE) en 2009/2010.

Ces chiffres traduisent des résultats insuffisants au regard des objectifs annoncés dans la mesure où selon le recensement agricole de 2010 la France compte 515 000 exploitations agricoles avec une diminution des petites exploitations qui restent toutefois les plus nombreuses. Selon l'INSEE, un tiers des exploitations (soit 170 000 exploitations) sont aujourd'hui des grandes structures et devancent les exploitations moyennes.

Selon le ministère de l'agriculture, « *il semble difficile d'atteindre l'objectif du Grenelle compte tenu de la situation actuelle et des moyens budgétaires existants. En terme de diagnostic énergie-gaz à effet de serre, 1/10^{ème} de l'objectif initial a été atteint après 4 années d'exécution du plan.* »

Enfin, les émissions de gaz à effet de serre d'origine agricoles sont pour 51 % des rejets de protoxyde d'azote et pour 41 % des émissions de méthane. Moins de 10 % des émissions agricoles de gaz à effet de serre sont des émissions de CO₂.

Or, le plan de performance énergétique des exploitations agricoles ne prend pas en compte la réalité des émissions de gaz à effet de serre agricoles et le fait que l'agriculture est le deuxième secteur émetteur national après le secteur des transports. Les mesures d'efficacité énergétique dans le secteur agricole se focalisent sur les émissions de CO₂ qui ne représentent pourtant que 2,3 % des émissions nationales de CO₂ et 8,4 % des émissions de gaz à effet de serre d'origine agricole. Ce type de mesure reste sans effet sur la contribution de l'agriculture au pouvoir de réchauffement global (PRG) qui stagne.

En outre le PPE ne prend pas en compte les effets du stockage du carbone dans les sols. La mise en œuvre d'une politique active de changement d'affectation et de gestion durable des sols pourrait permettre

de prendre davantage en compte les objectifs ambitieux du Paquet énergie-climat. Les mesures de mise en œuvre du paquet-énergie climat devraient alors trouver à se décliner au sein du secteur « utilisation des terres, leurs changements et la forêt (UTCF) », pour l'instant traité de manière isolé dans les inventaires. La problématique des sols comme celle de la gestion de la forêt peuvent en effet jouer un rôle primordial dans la gestion des cycles du carbone, du méthane et de l'azote. Les sols peuvent constituer des « puits » vis-à-vis de ces gaz à effet de serre et la gestion de la production agricole et de la forêt peuvent largement influencer la constitution des stocks de carbone dans les sols.

Dans sa communication du 12 mars 2012, la Commission européenne affirme que l'agriculture, la foresterie et l'utilisation des ressources terrestres sont les éléments clés de la lutte contre le changement climatique et dispose que « *les mesures agricoles devraient viser essentiellement à limiter, d'une part, la conversion des prairies en terres cultivées et, d'autre part, les pertes de carbone dues à la culture des sols organiques.* »

b) Le système d'échange de quotas européens (SCEQE)

Les émissions de gaz à effet de serre des secteurs soumis au SCEQE ont significativement baissé au cours de la période 2008-2012 pour l'Europe et pour la France. Il serait cependant hasardeux d'attribuer à ce seul système la cause principale de cette baisse et, de là, de conclure à son efficacité. Plusieurs facteurs dont il est extrêmement difficile, en l'absence d'étude fiable, de mesurer l'importance respective, peuvent en effet également expliquer cette diminution, notamment la crise économique à partir de 2008 dont l'impact est significatif sur les secteurs industriels soumis au SCEQE, l'effet du renforcement des normes environnementales pour la plupart antérieures à la mise en place du SCEQE, l'augmentation concomitante de la proportion des énergies renouvelables dans le mix électrique utilisé par les secteurs soumis au SCEQE et enfin la désindustrialisation dont l'effet collatéral a pu être "d'exporter" une partie des émissions françaises. Selon le commissariat général au développement durable (CGDD), entre 1990 et 2007, l'empreinte carbone de la France⁷⁴ par habitant a augmenté de 5 %, alors que le niveau moyen par personne des émissions sur le territoire diminuait de 15 %. Au cours de cette période, les émissions associées aux

⁷⁴ L'empreinte carbone représente la quantité de gaz à effet de serre émise pour satisfaire la consommation française, y compris les émissions liées aux importations.

importations se sont accrues de 64 % pour atteindre près de la moitié de l’empreinte carbone de la consommation en France en 2007⁷⁵.

c) La paralysie de la politique dite de l’État exemplaire

Conformément aux recommandations incluses dans les textes européens depuis la directive 2006/32/UE, la France a développé une politique d’État exemplaire qui comporte un volet efficacité énergétique. La loi « Grenelle I » du 3 août 2009 prévoit que les administrations de l’État entreprendront, au plus tard en 2009, un bilan de leurs consommations d’énergie et de leurs émissions de gaz à effet de serre et engageront un plan pour améliorer leur efficacité énergétique, avec un objectif d’amélioration de 20 % en 2015.

Le bilan de la mise en œuvre de cette politique d’État exemplaire (cf. annexe V, le secteur logement tertiaire) montre que, si les bilans énergétiques ont été lancés, quoique tardivement, grâce aux crédits du plan de relance, ils n’ont pas été suivis, en règle générale, de travaux, en raison de la situation budgétaire de l’État.

Comme il a été indiqué, la directive 2012/27/CE du 14 novembre 2012 relative à l’efficacité énergétique impose à chaque État membre de veiller à ce qu’à partir du 1^{er} janvier 2014, 3 % de la surface au sol totale des bâtiments chauffés et/ou refroidis appartenant au gouvernement central et occupés par celui-ci soient rénovés chaque année de manière à satisfaire à des exigences minimales en matière de performance énergétique.

Les limites de la politique d’État exemplaire en France entre 2007 et 2013 augurent mal du respect de cette contrainte.

d) Des collectivités locales difficiles à mobiliser

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 bon sens, elle est restée limitée en raison de la portée insuffisante des premiers et de l’insuffisante implication des acteurs locaux dans les seconds.

⁷⁵ Commissariat général au développement durable : Observations statistiques n° 114, mars 2012.

e) Les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie

L'article L. 222-1 du code de l'environnement, tel que modifié par la loi 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'énergie⁷⁶. 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 prend plus de temps que prévu, (début 2013, seuls quatorze schémas sur vingt-six ont donc été achevés pour une échéance initialement fixée au 11 juillet). D'autre part, 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.

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.

f) 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 » (PCET) pour le 31 décembre 2012 qui définit, dans le cadre des orientations du schémas régionaux climat air 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'application⁷⁷, intervenu plus d'un an et demi après l'adoption des

⁷⁶ Le décret n° 2011-678 du 16 juin 2011 précise le contenu et la démarche d'élaboration des schémas.

⁷⁷ 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.

dispositions législatives⁷⁸. Au 1^{er} octobre 2013, selon les estimations de l'ADEME et de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), 35 % des PCET obligatoires ont été approuvés ou sont en cours d'approbation. Pour la DGEC, ce taux est certes faible regard de la date limite du 31 décembre 2012, mais doit toutefois être relativisé, et replacé dans le contexte de l'élaboration récente ou en cours des SRCAE dont ils subissent le retard. De plus, cette moyenne masque d'importantes disparités et, si aucun PCET n'a encore été adopté dans deux régions: Guadeloupe et Guyane, tous les PCET, à l'exception d'un seul, ont été élaborés en Rhône-Alpes.

E - La politique de soutien aux énergies renouvelables

Ce chapitre reprend en partie certaines des principales conclusions du rapport sur les aides aux énergies renouvelables publié par la Cour en juillet 2013.

1 - La situation actuelle et les objectifs

Le Tableau n° 14 montre que la consommation française d'énergie est caractérisée depuis les années 1970 par la prédominance de l'électricité nucléaire et du pétrole.

Tableau n° 14 Consommation primaire d'énergies en France en 2011 par filières

	Filières	Mtep	
Energies fossiles et nucléaire	Charbon	9,8	3,7%
	Pétrole	82,6	31,0%
	Gaz naturel	40	15,0%
	Electricité primaire (hors électricité renouvelable)	111,7	41,9%
	Déchets non renouvelables	1,3	0,5%
	Sous total énergies fossiles et nucléaires	245,4	92,1%
Energies renouvelables	Energie hydraulique	3,92	1,5%
	Bois énergie	8,87	3,3%
	Pompes à chaleur	1,3	0,5%
	Energie éolienne	1,06	0,4%
	Energie solaire thermique et photovoltaïque	0,23	0,1%
	Géothermie	0,09	0,0%
	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	21,02	7,9%
	Total	266,42	

Source : Cour des comptes- Données commissariat général au développement durable /SoeS- « Chiffres clés de l'énergie- Edition 2012 »

⁷⁸ Loi n° 2010-1563 du 16 décembre 2010 - art. 17.

Les filières d'énergies renouvelables se situent loin derrière ces sources d'énergie, puisqu'elles ne représentaient, en 2011, que 7,4 % de la consommation d'énergie primaire en France, alors que les seules énergies fossiles en représentaient 50,3 % et l'électricité nucléaire environ 40 %. Ainsi, malgré le bois consommé à des fins énergétique et l'électricité hydraulique, dont les parts ne sont pas négligeables au sein des filières renouvelables, ces dernières demeurent encore marginales en France.

Tableau n° 15 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

Par ailleurs, les consommateurs et les industriels français bénéficient d'une électricité dont le prix est inférieur à la moyenne de l'Europe des 27. Pour le prix TTC aux ménages, la France arrive au 7^{ème} rang au sein de l'Union européenne et au 1^{er} rang par rapport à ses voisins immédiats. Par contre, en termes de parité de pouvoir d'achat, la France a le prix le plus bas de l'Union européenne comme le montre la colonne TTC (PPA) du tableau ci-dessous :

Tableau n° 16 Prix de l'électricité pour les ménages en 2011 dans l'Union européenne (par ordre de prix)

Prix en c€/kWh	HTT	Hors TVA	TTC	TTC (PPA)
Bulgarie	7,04	7,04	8,45	20,52
Estonie	7,04	8,10	9,72	15,81
Roumanie	8,26	8,26	10,71	23,13
Lituanie	9,78	9,78	11,83	21,87
Lettonie	10,49	10,49	12,80	21,96

Grèce	10,24	11,69	13,21	16,29
France	9,49	11,45	13,43	13,43
République tchèque	11,30	11,42	13,71	20,77
Royaume-Uni	13,12	13,12	13,77	15,53
Pologne	10,71	11,21	13,78	25,88
Slovénie	10,71	11,61	13,93	19,17
Finlande	9,97	11,68	14,37	13,51
Slovaquie	12,72	13,02	15,63	25,72
Hongrie	12,33	12,61	15,77	29,10
Luxembourg	13,61	14,93	15,83	14,83
Portugal	9,78	15,13	16,72	22,80
Union européenne	12,47	15,18	17,66	19,97
Irlande	15,28	15,94	18,09	18,74
Autriche	13,49	15,40	18,48	18,74
Suède	11,98	14,96	18,70	16,28
Pays-Bas	12,33	15,78	18,78	19,42
Zone euro	12,70	16,15	18,87	20,45
Espagne	15,36	16,15	19,05	23,11
Belgique	14,35	16,15	19,51	19,48
Malte	19,91	19,91	20,96	32,08
Chypre	18,29	18,92	21,68	27,09
Italie	16,71	21,61	23,95	25,93
Allemagne	13,58	20,72	24,66	26,68
Danemark	11,84	21,67	27,11	22,43

PPA : parité de pouvoir d'achat, Source : données Eurostat – enquête sur les prix du gaz et de l'électricité, calculs SOeS

2 - Les moyens de la politique de soutien aux énergies renouvelables

La politique de soutien aux énergies renouvelables a fait l'objet d'une analyse complète dans le rapport public thématique publié par la Cour des comptes en juillet 2013. Ce rapport décrit en détail les moyens de la politique de soutien à ce secteur. L'ensemble des outils de politique publique sont mis à contribution, aussi bien les dispositifs de soutien financiers de type fiscal (TVA à taux réduit sur les travaux, crédit d'impôt développement durable, éco prêt à taux zéro, etc.) ou non (soutien à la

R&D, obligation d'achat de l'électricité renouvelable, subventions à la production de chaleur d'origine renouvelable) que les dispositifs réglementaires ou de planification.

3 - Un pilotage problématique des énergies renouvelables

a) Une organisation de l'État encore peu adaptée

L'organisation est peu lisible dans le cadre de l'obligation d'achat. Le partage des compétences entre les services ministériels (DGEC), gestionnaires des politiques et la Commission de régulation de l'énergie (CRE), notamment dans la conduite de la procédure d'appel d'offres, crée une confusion sur le rôle même de celle-ci qui, en sa qualité d'autorité administrative indépendante chargée de la régulation et de la surveillance du secteur de l'énergie, ne devrait pas avoir à intervenir dans la gestion, qui relève de la compétence du ministre. Il en résulte aussi parfois des dérapages financiers, comme a pu le montrer l'exemple de la « bulle » photovoltaïque.

Une expertise est encore à construire en termes de connaissance des coûts et d'impacts socio-économiques et à améliorer en termes de suivi statistique. Ce déficit d'expertise le place 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 (filière photovoltaïque par exemple). 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, comme le développement de la filière éolien en mer ou des panneaux photovoltaïques intégrés au bâti.

b) Un dispositif de contrôle encore insuffisant

Compte tenu des dérives observées dans le solaire photovoltaïque, l'enjeu du contrôle est essentiel, d'autant plus que plusieurs cas de fraudes sont d'ores et déjà constatés par la CRE⁷⁹. Or le dispositif réglementaire en vigueur ne prévoit aucun dispositif de contrôle des installations.

Les difficultés à contrôler la provenance de la biomasse sont manifestes. 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. Or, les

⁷⁹ Commission de régulation de l'énergie, rapport d'activité 2011.

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.

III - Les coûts publics de la mise en œuvre du PEC

L'évaluation du coût d'ensemble de la mise en œuvre du PEC pour les finances publiques n'a pas encore été conduite. Elle se heurte au nombre important de dispositifs fiscaux, réglementaires, financiers, dont beaucoup n'ont pas été évalués, ainsi qu'à l'absence de méthodologie commune de comptabilisation des coûts des programmes de recherche publique. La plupart des instruments de la politique n'ont pas encore produit tous leurs effets et les évaluations *ex ante* sont encore peu développées dans l'administration. Enfin, du fait de l'éventail des champs concernés, le pilotage de la politique est éclaté entre un grand nombre de ministères et agences publiques.

Un « document de politique transversale », consacré à la politique climatique de la France, est toutefois annexé à la loi de finances de l'année. Ce document, malgré ses limites, donne un premier aperçu de l'effort de l'État, mais il doit être complété si l'on veut disposer d'une estimation du coût que cette politique représente pour la collectivité au sens large. À cet égard, les travaux du conseil national du débat sur la transition énergétique ont apporté quelques éléments d'évaluation complémentaires.

A - Les coûts par secteur

1 - Le logement-tertiaire

Le coût du dispositif des CEE repose sur les fournisseurs d'énergie, le coût pour l'État se limitant aux coûts administratifs de gestion du système.

Le coût du crédit d'impôt développement durable est estimé à 1,13 Md€ en 2012 et 650 M€ en 2013 (dans le projet de loi de finances pour 2013).

La dépense fiscale liée à l'éco-prêt à taux zéro est très nettement inférieure à celle qui avait été prévue initialement du fait à la fois d'une distribution des éco-PTZ inférieure aux objectifs fixés et de la baisse des taux d'intérêts, diminuant le coût unitaire du dispositif.

Tableau n° 17 Nombre et coût des éco-PTZ distribués

	2009	2010	2011	2012
Objectif affiché	50 000	200 000	240 000	320 000
Nombre de prêts émis	70 933	78 484	40 755	34 000
Coût générationnel (M€)	192	189	109	81

Source : DHUP

L'éco-PLS (Prêt Logement Social) étant un prêt bonifié, c'est-à-dire dont le taux est inférieur au coût de sa ressource, il représente un coût pour le fonds d'épargne (et a pour conséquence de réduire son résultat et donc le prélèvement potentiel de l'État sur ce résultat). Ce coût est provisionné dès l'émission du prêt, mais se réalise au fur et à mesure de son remboursement. La première génération de l'éco-PLS, distribué de 2009 à juin 2011, et la deuxième génération, commencée en février 2012, ont un coût évalué respectivement à environ 115 M€ et 12 M€ pour la seconde génération de prêt (au 31 décembre 2012).

Les décisions d'extension de l'éco-PLS, annoncées par le président de la République le 21 mars 2013, représentent un surcoût pour le fonds d'épargne évalué par la caisse des dépôts et consignations à 140 M€.

Le programme "Habiter Mieux" mobilise au total 1,35 Md€ : 500 M€ de l'État au titre des investissements d'avenir, 600 M€ de l'ANAH au titre de ses interventions, 250 M€ des fournisseurs d'énergie au titre du dispositif certificat d'économie d'énergie, pour un objectif de rénovation thermique de 300 000 logements privés sur la période fin 2010-2017.

Le montant mobilisable pour les travaux de réhabilitation énergétique est de 4 % de l'enveloppe nationale du FEDER, ce qui correspond à environ 230 M€ pour la métropole et 90 M€ pour les DOM, pour la période 2009-2013 et sans plafond de dépense annuel.

2 - Les transports

Hormis la dépense fiscale cumulée de 3,4 Md€ sur 2005-2013 correspondant à l'exonération partielle de TICE⁸⁰ pour l'incorporation de

⁸⁰ TICE : taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) prévue à l'article 265 du code des douanes (ex-TIPP).

biocarburants⁸¹ et le déficit cumulé 1,45 Md€ sur 2008-2011 non anticipé du bonus – malus pris en charge par le budget de l'État, il s'avère difficile d'estimer les coûts des mesures et leur efficacité.

Le Schéma national des infrastructures de transports (SNIT) prévoit un investissement de l'ordre de 240 Md€, dont 107 Md€ uniquement pour les nouvelles lignes à grande vitesse. Sa non soutenabilité a justifié son réexamen par la commission Mobilité 21 qui a hiérarchisé en juin 2013 les différents projets, proposant de reporter la majorité d'entre eux à une décision après 2030.

Les mesures en outre déjà décidées sont :

- en ce qui concerne le développement des transports en commun sur site propre (TCSP), deux appels à projets ont déjà permis le lancement de 1 000 km de voies nouvelles. Le 3^{ème} appel est décidé ainsi que le financement de la part État (450 M€ sur le budget de l'AFITF correspondant à une subvention de l'ordre de 15 à 20 % de la dépense subventionnable). Plus de soixante projets de transport collectifs en site propre représentant une enveloppe globale de 6 Md€ seront réalisés ;
- la modernisation du réseau existant et son développement, qui bénéficiera de 2 Md€ de crédits supplémentaires d'ici 2017 (soit 6 Md€, plus 1 Md€ supplémentaire au-delà de 2017) ;
- le Grand Paris Express qui a fait l'objet d'une réévaluation (29,9 Md€ au lieu de 20 Md€) : la société du Grand Paris est aujourd'hui alimentée par plusieurs taxes, dont la taxe locale sur les bureaux. 2 Md€ seront affectés aux opérations de modernisation et de développement du réseau, tout en réalisant les boucles du Grand Paris Express.

3 - L'industrie

Le document de politique transversale (DPT) de lutte contre le changement climatique annexé à la LFI 2013, reprend les éléments de 30 programmes appartenant à 13 missions.

S'agissant de l'industrie, il y est simplement rappelé, sans aucun chiffrage, que « *la politique nationale de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur industriel s'appuie sur :*

- *le système d'échange des quotas d'émissions au sein de l'Union européenne (programme 174) ;*

⁸¹ « La politique d'aide aux biocarburants », Evaluation d'une politique publique, Rapport public thématique, Cour des comptes, janvier 2012.

- *la réglementation sur les gaz frigorigènes (programmes 174 et 181) ;*
- *des mesures incitatives relevant notamment du programme 174, comme les Certificats d'Économies d'Énergie (objectif 7), les diagnostics énergétiques, le fonds Chaleur de l'ADEME (objectif 8) ».*

S'agissant des certificats d'économies d'énergie (CEE), la part de l'industrie n'était, selon une première estimation, que de moins de 6 % à l'automne 2012.

Quant aux mesures engageant des niveaux significatifs de crédits, on en retiendra les deux principales :

- spécifiquement dédié au secteur industriel et mis en place dans le cadre des investissements d'avenir, le dispositif des "Prêts verts", géré par OSEO, a été doté d'une enveloppe de 500 M€ lors de sa mise en place en juillet 2010. On lui ajoutera les "Prêts Eco-Energie", également mis en place par OSEO à partir de mars 2012, grâce à un financement de l'État de 33 M€, qui doivent permettre de distribuer et garantir des prêts à hauteur de 100 k€ ;
- Le système d'aides « utilisation rationnelle de l'énergie - Investissement » de l'ADEME, qui permet de soutenir les investissements réalisés dans les entreprises pour acquérir des équipements, d'économies d'énergie ou procéder à des modifications des process ou équipements en place ; son budget annuel est de l'ordre de 500 000 €.

4 - L'agriculture

En 2013, le montant des crédits consacrés au plan végétal-environnement et au plan de performance énergétique des exploitations agricoles s'élève à 20,6 M€ de crédits de paiement, celui des crédits consacrés à la « gestion équilibrée et durable des territoires » s'élève à 37,5 M€ de crédits de paiement.

À ces dépenses budgétaires s'ajoutent deux dépenses fiscales : l'exonération plafonnée de taxe intérieure de consommation (TIC) et l'exonération de TICPE (taxe intérieure de consommation de produits énergétiques) pour l'utilisation des huiles végétales pures. Le montant de ces dépenses fiscales est inférieure à 0,5 M€.

5 - Les énergies renouvelables

a) Les coûts directs du soutien aux énergies renouvelables

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 19,4 Md€ depuis 2005, en incluant les prévisions de la part 2013 de la charge de service public de l'électricité (CSPE) relative aux énergies renouvelables, particulièrement élevée.

Or le coût de la CSPE consacrée au financement de-EnR est en augmentation très rapide, comme le montre la figure ci-dessous. Pour 2014, il est estimé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à 3,7 Md€, soit 60 % de la CSPE totale.

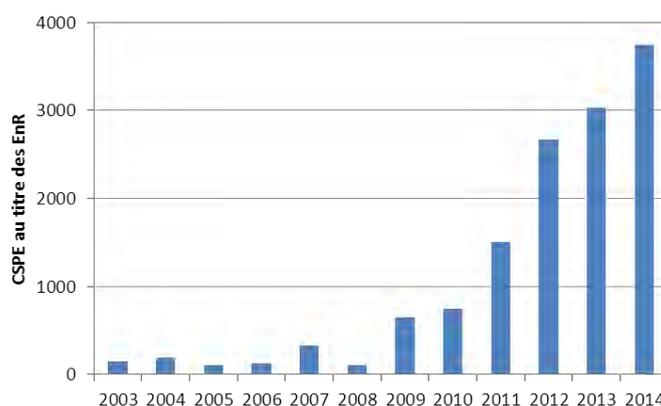


Figure 17. Evolution de la composante des énergies renouvelables des charges de service public de l'électricité (CSPE). Les données pour 2013 et 2014 sont des estimations. Source : Commission de régulation de l'énergie (CRE), communiqué du 18 novembre 2013 et rapports d'activités

Ce montant sera bien sûr amené à augmenter d'ici 2020, au fur et à mesure que les dispositifs monteront en puissance et que les objectifs en matière d'énergies renouvelables seront réalisés. Ainsi, le montant de la CSPE nécessaire pour compenser à l'horizon 2020 le surcoût des énergies renouvelables devrait atteindre entre 7,7 et 8,6 Md€ par an selon la CRE, EDF et la DGEC, soit, entre 49,6 € et 55,4 € par MW/h, sur la base des objectifs de production d'électricité en 2020 prévus dans le plan d'action national.

Sans modification de la politique de soutien menée jusqu'à présent, le volume global du soutien aux énergies renouvelables entre 2014 et

2020 peut être estimé à environ 44 Md€ dont 35,6 Md€ au titre de la CSPE, qui seront directement supportés par les consommateurs d'électricité, particuliers ou professionnels et 4,6 Md€ au titre du crédit d'impôt développement durable payés par le contribuable. Les dépenses du fonds chaleur pourraient représenter 1,6 Md€ et celles de la recherche 2,1 Md€⁸².

b) Le coût de l'intégration aux réseaux électriques

Le système électrique français, à l'instar de celui des pays industrialisés, s'est développé selon une logique centralisée. 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.

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 majeures⁸³, mais les outils de gestion de l'intermittence ne sont pour certains (stockage, réseaux "intelligents", etc.) pas encore au point, pour les autres pas intégralement évalués en termes d'investissements (back-up⁸⁴, interconnexion des réseaux, notamment).

L'intégration des productions renouvelables, notamment éoliennes et photovoltaïques, aux réseaux électriques nécessite d'ores et déjà 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.

Ces coûts directs n'incluent pas ceux provenant de l'intermittence des EnR, sujet qui sera abordé plus bas.

⁸² Bases de calcul retenues : charge de service public de l'électricité, estimations de la Commission de régulation de l'énergie jusqu'en 2017 issues du rapport 2011-2012 sur le fonctionnement du marché de détail de l'électricité, extrapolées jusqu'en 2020 pour aboutir à la fourchette basse de 7,7 Md€ en 2020/ crédit d'impôt développement durable : reconduction du montant de 2011 (142 M€/an)/ fonds chaleur : reconduction de la moyenne des dépenses entre 2009 et 2012 (240 M€/an) / recherche : reconduction de la moyenne des dépenses depuis 2009 (300 M€).

⁸³ 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.

⁸⁴ Cette expression de « back-up » désigne les centrales thermiques réactives qui doivent pouvoir faire face à un déficit imprévu de la production d'électricité d'origine intermittente et permettre d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

6 - Le coût de la mise en place du SCEQE

Ce coût recouvre à la fois le coût administratif peu significatif (estimé à un peu plus de 600 K€/an) et, pour les années 2008-2012, le coût non récurrent des dysfonctionnements de nature très diverses mais dont le coût total peut être estimé à 1,8 Md€ - 1,7Md€ au titre de la fraude à la TVA et près de 100 millions d'euros dû au mauvais calibrage de la Réserve Nouveaux Entrants ayant conduit l'État à financer une partie des quotas aux entreprises concernées.

B - Coût global : éléments d'évaluation

1 - Des données hétérogènes

La simple récapitulation des différents coûts sectoriels qui ont été identifiés dans les pages précédentes du rapport (cf. Tableau n° 18) suffit à montrer la difficulté qu'il y a à vouloir tenter une évaluation d'ensemble. D'abord, parce qu'on se heurte au nombre important de dispositifs fiscaux, réglementaires, financiers, dont beaucoup restent mal ou pas évalués, ainsi qu'à l'absence de méthodologie commune de comptabilisation de leurs coûts. Ensuite, parce qu'il est difficile, de ce fait, d'isoler la part revenant à de véritables actions d'efficacité énergétique dans des ensemble très vastes, dont le périmètre recouvre bien d'autres objectifs que ceux de la seule transition énergétique ; ainsi, typiquement, du schéma national des infrastructures de transports (SNIT) (240 Md€ sur 20-30 ans) qui n'a pas été repris ici comme élément de coût. Enfin, parce que, dans les cas où il s'agit bien d'engagements clairement dédiés dans leur principe à l'efficacité énergétique, ceux-ci demeurant, dans les faits, mal identifiés dans leur réalité et/ou mal (contrôlés dans leur effectivité certificat d'économie d'énergie ,crédit d'impôt développement durable, prêts, etc.), il reste en tout état de cause très difficile d'imputer un montant précis à ce qu'elle peut représenter dans ce total.

Outre donc la récapitulation des coûts sectoriels qu'il a ainsi été possible d'identifier, on rendra compte ci-après de deux autres approches, d'ailleurs très différentes, qui permettent d'approximer le coût de la politique de transition énergétique. Pour l'un, le document de politique transversale « lutte contre le changement climatique », il s'agit d'évaluer l'effort de l'État. Pour l'autre, les travaux d'expertise menés lors du débat national sur la transition énergétique, il s'agit d'estimer l'ensemble des investissements qui concourent cette transition et des crédits publics qui y sont consacrés.

Tableau n° 18 Récapitulation des coûts sectoriels (M€)

Logement	Fonds chaleur	628,0	Engagements 2009-2011 ; 1,4 Md€ supplémentaires seraient nécessaires d'ici 2020
	Eco-PTZ	571,0	Coûts générationnels 2009-2012
	CIDD	1 130,0	Année 2012
	Eco-PLS	127,0	1 ^{ère} et 2 ^{ème} générations (2009-2012)
	Habiter mieux	1 350,0	Dont 0,5 Md€ État
	Réhabilitation énergétique	320,0	Dont 90 M€ DOM (2009-2013)
Transports	Exo TICE biocarburants	3 400	2005-2013
	Déficit bonus-malus	1 450	2008-2011
Industrie	Prêts verts OSEO	500	Dotation des investissements d'avenir
	Prêts éco énergie	33	Dotation
	Utilisation rationnelle énergie (ADEME)	0,5	Annuel
SCEQE	Fonctionnement	0,6	Annuel
	Fraude TVA	1 600	Plus de fraude depuis mise en place auto liquidation en 2010
	Réserve nouveaux entrants	207	Taxe exceptionnelle en 2012 (112 M€)
EnR	Dépenses soutien	19 400	2005-2013, s'y ajoute une prévision de 44,0 Md€ supplémentaires d'ici 2020 (dont 35,6 Md€ de CSPE)
	Intégration au réseau	5 500	Estimation RTE et ERDF horizon 2020

Source : DHUP

2 - L'effort de l'État : le document de politique transversale « lutte contre le changement climatique » et ses incertitudes

Depuis 2005, le projet de loi de finances comprend dans ses annexes, des « documents de politique transversale » (DPT) qui, retracent l'ensemble des crédits des différents ministères concernés et sont destinés à présenter les politiques, les programmes qui y contribuent, ainsi que les objectifs et indicateurs de performance retenus. Les principales dépenses fiscales et budgétaires correspondantes y sont ainsi répertoriées. L'un de

ces documents, le DPT « Lutte contre le changement climatique », est consacré à la politique climatique de la France, dont le PEC est l'un des principaux éléments.

Ce DPT reprend les crédits de 30 programmes budgétaires relevant de 13 missions. Il prend en compte non seulement les dépenses des programmes ayant un lien direct avec la politique climatique de la France, mais aussi les contributions d'autres programmes, pour lesquels la lutte contre le changement climatique n'est pas toujours nécessairement identifiée comme un objectif premier. Ce document, malgré ses limites, donne un aperçu de l'effort de l'État en faveur de la mise en œuvre du PEC, mais, son champ ne couvrant que celui-ci, doit être complété pour pouvoir estimer le coût pour l'ensemble des finances publiques.

Méthodologiquement, les montants retenus concernant les dépenses budgétaires ne tiennent compte que de la « part climat », telle qu'elle est évaluée par le responsable de programme pour chacune des dépenses considérées. À l'inverse, dès qu'une dépense fiscale est considérée comme ayant un impact en termes de lutte contre le changement climatique, elle est prise en compte dans sa totalité, sans évaluation d'une part climat spécifique donc.

Selon le DPT « lutte contre le changement climatique » annexé au projet de loi de finances 2013, les dépenses budgétaires de l'État attribuées à la politique de lutte contre le changement climatique s'élèvent à 3 978 M€ en 2013, auxquelles s'ajoutent des dépenses fiscales estimées à 1 188 M€, soit un effort de l'État s'élevant, au total, à 5.166 M€.

Si, sous les hypothèses méthodologiques qui viennent d'être rappelées, le DPT permet ainsi de fournir une évaluation de l'effort de l'État, celle-ci n'en est pas moins très incertaine et fragile. La comparaison entre les évaluations fournies d'un document à l'autre pour de mêmes années le montre clairement (cf. le Tableau n° 19).

Ainsi, pour ne prendre que l'exemple deux derniers DPT, pour une même année les crédits concernés sont désormais considérablement réduits, car « *par rapport au DPT 2013 (...) les ajustements techniques sur la comptabilisation des crédits dans les infrastructures de transport induisent une diminution des dépenses comptabilisées dans le DPT de 1,6 Md€* »⁸⁵. Ainsi les crédits 2013 ne seraient plus de l'ordre de 5,2 Md€, mais de 3,6 Md€, soit un « *ajustement technique* » de près de 30 %.

⁸⁵ Document de politique transversale annexé au projet de loi de finances pour 2014, pp. 12 et 78.

Techniquement, ce réexamen, mené à l'occasion du DPT 2014, recouvre une rupture méthodologique dans l'affectation des dépenses à la politique pour le climat. En effet, au lieu de retenir une part forfaitaire de 50 % des dépenses de fonctionnement et des infrastructures de transport, le calcul part de la quantité d'émission évitée de GES et de leur valorisation en utilisant la valeur tutélaire du carbone préconisée dans le rapport Quinet. Cette nouvelle méthode conduit à pratiquement diviser par dix le coût de la politique des transports imputé au PEC, par rapport aux estimations précédentes. Elle démontre aussi une prise de conscience très récente du peu de pertinence environnementale de cette politique.

Tableau n° 19 Dépenses de l'État au titre de la politique climatique d'après sept projets de loi de finances successifs (2008 à 2014)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Dépenses fiscales							
PLF2010	3306	4677	<i>5163</i>				
PLF2011		4 152	4 060	<i>3 588</i>			
PLF2012			4 143	3 686	<i>3 346</i>		
PLF2013				2 548	1 653	<i>1 188</i>	
PLF2014					1 805	1 382	<i>1 391</i>
Dépenses budgétaires (AE)							
PLT2010	4865	4640	<i>4796</i>				
PLF2011		4 694	4 617	<i>4 284</i>			
PLF2012			5 372	4 488	<i>4 411</i>		
PLF2013				4 153	3 898	<i>3 978</i>	
PLF2014					2 031	2 249	<i>2 022</i>
TOTAL							
PLT2010	8171	9317	<i>9959</i>				
PLF2011		8 846	8 677	<i>7 872</i>			
PLF2012			9 515	8 174	<i>7 757</i>		
PLF2013				6 701	5 551	<i>5 166</i>	
PLF2014					3 836	3 631	<i>3 413</i>

Source : les documents de politique transverse lutte contre le changement climatique des PLF 2008 à 2014

(1) Les coûts en italiques sont des estimations

Plus généralement, les précautions systématiquement prises dans la présentation des estimations indiquent assez leur fragilité : « compte tenu des modifications des périmètres des programmes et de la prise en compte

ou non de certaines dépenses »⁸⁶. Sans mésestimer la difficulté qu'il y a à fournir une estimation absolument certaine en la matière, il est indispensable qu'un travail soit accompli, afin de permettre d'explicitier et de stabiliser le périmètre et les méthodes de ce document et ainsi fournir à la représentation nationale une image fiable et transparente de l'effort de l'État.

Au-delà de ces fortes incertitudes sur leur montant, ressort toutefois clairement une évolution d'ensemble : une tendance certaine à leur sensible réduction depuis 2010.

3 - Dépenses publiques : l'estimation du conseil national du débat sur la transition énergétique

Le DPT ne prend par définition en compte que les seules dépenses transitant par le budget de l'État. Or la charge de la mise en place du PEC pour la collectivité au sens large (contribuables national, local, consommateurs, etc.) se doit de considérer l'ensemble des dispositifs financés par d'autres collectivités publiques (aides à l'investissement versées par les collectivités locales par exemple) ou par le consommateur (compensation à EDF de l'obligation d'achat de la production d'énergie renouvelable à travers la contribution au service public de l'électricité).

Dans le cadre du débat national sur la transition énergétique, un groupe de travail, connu comme le groupe « n° 4 », a été réuni dans le but d'évaluer les besoins de financement de la transition⁸⁷. Il s'est attaché à évaluer l'état des lieux des investissements énergétiques actuels par grand secteur d'activité, chiffrer les coûts bruts, les bénéfices attendus et les besoins de financement des différentes trajectoires de transition énergétique à horizon 2050, identifier les mesures de financement existantes publiques et privées et le reste à charge et proposer des mesures pour le financement de la transition énergétique⁸⁸. Ainsi, dans ce périmètre, les travaux du groupe ont permis d'estimer à quelque 37 Md€ le montant annuel total des investissements qui sont aujourd'hui directement consacrés aux objectifs liés à la transition énergétique dans

⁸⁶ Document de politique transversale 2010, p. 84 ; document de politique transversale 2011, p. 11 ; DPT 2012, p. 12 ; document de politique transversale 2013, p. 11.

⁸⁷ Conseil national du débat sur la transition énergétique, « Quels coûts, quels bénéfices et quel financement de la transition énergétique ? », Rapport du groupe N° 4, B. Leclair, M. Orphelin, Ph. Rosier.

⁸⁸ Ces travaux sont ici examinés sous le seul angle de l'estimation des dépenses réalisées. Ils sont repris et analysés dans l'optique d'effort d'investissement à réaliser dans l'avenir dans la partie IV de ce rapport (cf. infra, pp. 141 et suivantes).

les secteurs du bâtiment, des transports, de l'énergie, de l'industrie et de l'agriculture.

Dans un périmètre sensiblement plus large et compréhensif que celui du DPT, la prise en compte exacte de l'ensemble des dispositifs n'est pas toujours possible. Soit que certaines dépenses ne concernent pas uniquement la mise en œuvre du PEC : par exemple, TVA à taux réduit pour les travaux dans les logements anciens, acquittement du tarif d'acheminement de l'énergie par le consommateur ; il s'agit alors d'une estimation par excès. Soit que, faute de données suffisamment précises, l'estimation soit faite par défaut. Ainsi, nul n'a de vision claire du montant des crédits participant aux objectifs du PEC ou de la transition qui leur sont consacrés par les collectivités locales, en dehors des contrats de projets État - régions. À ce stade, seule la charge de service public de l'électricité peut être comptabilisée avec certitude. Or le coût de la CSPE consacrée au financement des énergies renouvelables est en phase d'une augmentation exponentielle comme le montre la Figure 17 plus haut.

Les incitations publiques ainsi identifiées⁸⁹ sont estimées pour l'année 2012 à 19,8Md€ (cf. Tableau n° 20). Rapportées aux 37 Md€ d'investissements énergétiques annuels estimés par le groupe de travail (voir le IV du chapitre IV), ce soutien public représente un ratio de 53,5 %, chiffre certainement sous-estimé, puisque ne comprenant pas les aides apportées par les collectivités territoriales. Il faut néanmoins souligner que, à l'inverse, certaines des lignes mentionnées ci-dessus ne concernent pas uniquement la mise en œuvre du PEC : par exemple, TVA à taux réduit pour les travaux dans les logements anciens, acquittement du tarif d'acheminement de l'énergie par le consommateur.

Tableau n° 20 Répartition des incitations de l'État

Secteur	Incitations 2012 État (Md€ annuels)
Agriculture	0,04
Bâtiment (TVA réduite, CIDD, EcoPTZ...)	7,36
Industrie manufacturière	0,14
Précarité (tarifs)	0,35
Production énergies renouvelables biocarburants (défiscalisation, TICPE)	0,30
Production EnR chaleur (Fonds chaleur)	0,26
Production électrique EnR (CSPE, appels d'offres)	2,20
Production électrique hors EnR (tarifs)	4,00
Transport d'énergie électricité et gaz (tarifs)	5,14
Total	19,80

Source : rapport groupe 4 CNDTE

⁸⁹ Aides d'État et crédits liés à des obligations légales (CSPE, tarifs, etc.).

Ainsi, en définitive, les différentes évaluations chiffrées disponibles fournissent une approximation de l'effort consenti par la collectivité en faveur de la politique de lutte contre le changement climatique, mais ne permettent pas de le fixer et de l'évaluer de façon suffisamment précise.

CONCLUSION

Le Paquet énergie-climat (PEC) est mis en œuvre à travers des outils européens et nationaux qui sont distincts.

S'agissant de l'Europe, le système d'échange de quotas européens (SCEQE) est le principal instrument de la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Si, compte tenu de la gratuité et des surplus de quotas attribués, il n'a, jusqu'ici, que peu touché la compétitivité des entreprises, il n'a pas non plus réussi à faire émerger un prix du carbone à la hauteur des objectifs de réduction des émissions qui lui avaient été fixés. En période de conjoncture économique défavorable, une conception peu flexible du système a interdit d'ajuster les quotas en conséquence. L'échelon européen a également été privilégié pour développer les projets de captage et stockage de carbone (CO₂). Ses incertitudes techniques, la faible rentabilité des projets et le faible soutien des Etats ont contribué à ce qui est aujourd'hui un échec avéré. Plus globalement, la mise en œuvre de ces deux instruments, pourtant présentés comme essentiels, a été mise en échec par l'absence d'un prix significatif du carbone. Sa faiblesse actuelle constitue un frein majeur à l'investissement dans la décarbonation de l'industrie.

S'agissant de la France et de ses mesures propres, la mise en œuvre du PEC s'appuie sur de très nombreux dispositifs, de nature tant réglementaire que financière, ou fiscale. Globalement, ces mesures très diverses souffrent d'une insuffisante évaluation de la part de l'État, cela tant en ce qui concerne leur efficacité propre que leur coût effectif.

L'État n'a, en particulier, pas mobilisé l'expertise nécessaire pour ajuster sa politique aux réalités. Ainsi, des situations de rente, voire de véritable « bulles » financières, ont parfois été créées, toujours financées par le consommateur ou le contribuable. L'exemple du mauvais ajustement initial des tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque reste emblématique d'un tel risque. À l'inverse, certains dispositifs mériteraient d'être renforcés, comme le fonds chaleur. Enfin, la mise en œuvre territorialisée du PEC est largement perfectible. Ainsi, au total,

l'État a été peu performant, que ce soit en termes de simplicité comme de cohérence de son dispositif réglementaire.

Les montants en jeu sont importants, mais très imparfaitement connus : actuellement et selon les dernières données disponibles, de l'ordre de 37 Md € d'investissements énergétiques chaque année, qui sont soutenus par près de 20 Md€ de crédits publics ou liés (tarifs, contribution au service public de l'électricité, prêt bonifiés, etc.), dont 3,6 milliards de crédits budgétaires d'État. Or ces montants ne sont encore que très imparfaitement connus. Il est, en particulier, indispensable que le « document de politique transversale : Lutte contre le changement climatique », annexé au projet de loi de finances, soit profondément amélioré, afin que la représentation nationale puisse disposer d'une information transparente et fiable sur l'action de l'État.

Au total, donc, la mise en œuvre du PEC, par nature transversale et interministérielle, pose à l'État un problème d'organisation et de pilotage, qu'il n'est pas encore parvenu à entièrement relever. À cet égard, les modalités actuelles d'organisation de l'administration apparaissent notablement perfectibles. Le caractère interministériel d'une politique telle que celle de lutte contre le changement climatique et de réduction des GES est aujourd'hui insuffisamment affirmé ; il doit désormais pouvoir mieux se traduire dans les faits. Cela vaut tant pour le nécessaire débat qui doit, en amont, permettre de la définir, que pour sa mise en œuvre, son pilotage et son évaluation.

À cet égard, la Cour estime que le processus de concertation pourrait être désormais confié au commissariat général à la stratégie et à la prospective. De même, il lui apparaît indispensable que le fonctionnement du comité interministériel du développement durable soit profondément rénové et son rôle fermement réaffirmé. Il devrait pour cela être doté d'un secrétariat permanent ayant une réelle autorité et relevant de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), et être régulièrement réuni sous la présidence effective du Premier ministre.

La cour formule les recommandations suivantes :

- 1. réaffirmer le rôle et rénover le fonctionnement du comité interministériel pour le développement durable. Son secrétariat permanent devrait relever du ministre chargé de l'environnement et du développement durable et être assuré par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC). Le commissariat général au développement durable pourrait être supprimé ;*
- 2. dans le document de politique transversale de « lutte contre le changement climatique », annexé à la loi de finances, présenter de façon transparente et méthodologiquement fiable les résultats et les*

moyens de cette politique, en identifiant ceux qui relèvent du Paquet énergie climat (PEC) ;

3. *charger le commissariat général à la stratégie et à la prospective (CGSP), du débat et de la concertation sur la transition énergétique, et de la mise au point des outils de simulation nécessaires.*
-

Chapitre IV

Le Paquet énergie-climat et l'horizon

2020

I - Des résultats ambigus à fin 2011

A - Emissions de gaz à effet de serre et efficacité énergétique, les résultats globaux

Les résultats des inventaires des émissions de gaz à effet de serre (GES) de la France pour l'année 2011, dernière estimation disponible, montrent la poursuite d'une forte baisse des émissions : 5,6 % par rapport à l'année 2010. Les émissions avaient déjà baissé de 7,6 % entre 2005 et 2010, en dépit d'une rigueur climatique particulièrement forte en métropole en 2010. En 2011, les émissions de la France s'élèvent ainsi à 474 MteqCO₂.

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la France s'était engagée sur un objectif de stabilisation des émissions pour la période 2008-2012 par rapport à 1990, à 559 MteqCO₂, cet objectif sera largement dépassé, en grande partie pour les années récentes du fait de la crise économique plutôt que d'une efficacité énergétique véritablement accrue.

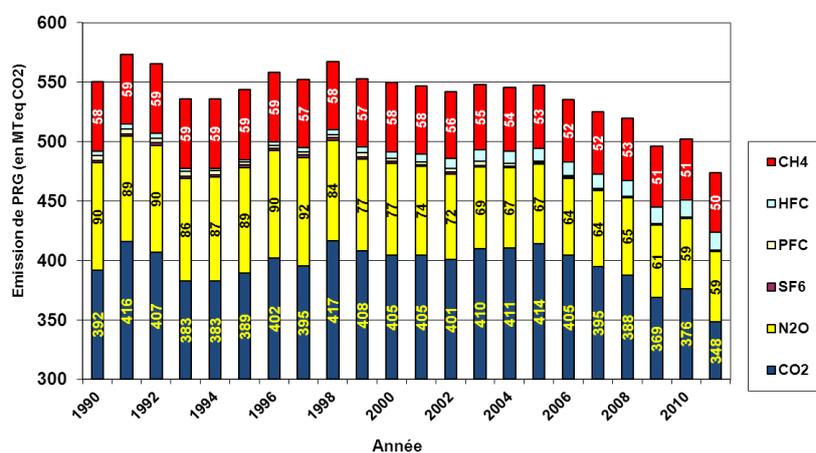


Figure 18. Emission PRG des gaz à effet de serre en France métropolitaine de 1990 à 2011 (Sources : Cour des comptes, d'après les données du CITEPA)

On observera néanmoins que, s'agissant des émissions de CO₂ *stricto sensu*, la trajectoire demeure encore loin de pouvoir apparaître comme satisfaisante. En effet, si l'intensité des émissions de GES a très notablement diminué, puisqu'elle n'est plus actuellement qu'un peu plus des 2/3 de ce qu'elle pouvait être en 1990, les émissions de CO₂ proprement dites, n'ont, quant à elles, été réduites que de l'ordre de 10 %. Ce n'est d'ailleurs que très tardivement, et partiellement sous l'effet de la crise économique, que cette réduction en valeur absolue s'est affirmée.

Tableau n° 21 Evolution du PIB, des émissions de CO₂ et de l'intensité des émissions, (1990-2011)

PIB en € 1995 constants	1990	2005	2011
1. PIB	100	127,71	134,86
2. Emissions CO ₂	100	106,71	90,20
3=2/1 intensité CO ₂	100	83,56	66,89

L'intensité des émissions de CO₂ par rapport au PIB est un indicateur des progrès réalisés en termes d'efficacité énergétique. Le suivi de ces progrès en termes de consommation énergétique ne sont toutefois pas analysés de façon globale mais par secteur d'activité.

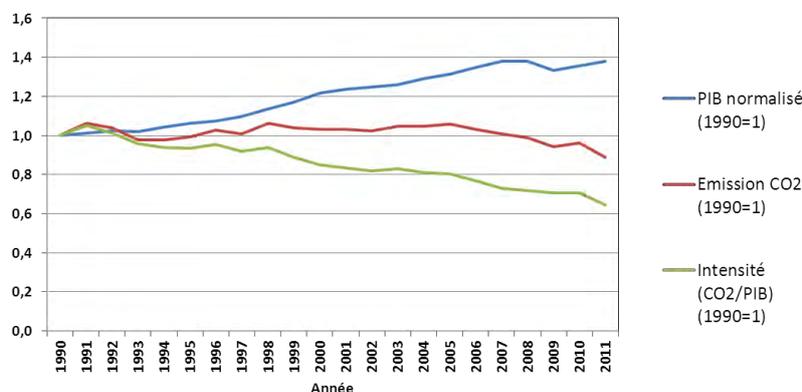


Figure 19. Émission et intensité des émissions de CO₂ normalisées à l'année 1990 (Sources : données CITEPA, calculs Cour des comptes)

La comparaison entre ces deux évolutions, réduction nette des émissions de GES et longue stabilité de celles de CO₂, suggère, ainsi, que la longue stabilité relative des émissions l'aurait été sous l'empire de deux mouvements distincts :

- d'un côté, une très sensible réduction des GES autres que le CO₂, essentiellement liée tant à la réduction des émissions de gaz fluorés, qu'aux efforts du secteur de la chimie pour drastiquement limiter les émissions de protoxyde d'azote ;
- de l'autre, une stabilité des émissions de CO₂ jusqu'en 2007, résultat de mouvements contradictoires selon les secteurs d'activité, qui, au total, se compensent.

Dès lors, la récente réduction de ces dernières, comme la baisse apparente de leur intensité apparaît liée à la crise, et, en particulier, à la chute concomitante des émissions dans les secteurs les plus intenses en CO₂ (transports).

Un tel constat, ne laisse pas d'être inquiétant. En effet, en l'absence d'un vigoureux effort supplémentaire vers une meilleure efficacité énergétique, toute reprise économique se traduirait alors mécaniquement par un accroissement des émissions de CO₂.

B - Le développement des énergies renouvelables

Les objectifs de la France pour 2020 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 %, soit légèrement en retrait par rapport à la trajectoire cible (13,5 %). Par rapport aux objectifs 2011 en valeur absolue, les productions d'électricité et de chaleur de sources renouvelables affichaient du retard avec 20,6 Mtep au lieu de 22 Mtep⁹⁰, en raison, notamment, du secteur de la chaleur.

Tableau n° 22 Proportion des énergies renouvelables en 2011

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

(1) Dans la consommation finale brute, Source : commissariat général au développement durable / service de l'observation et des statistiques

La proportion d'électricité renouvelable a légèrement dépassé les objectifs fixés pour 2011 (16,3 % au lieu de 16 %). En revanche, en termes de production, les objectifs en valeur absolue n'ont pas été atteints : 7,2 Mtep au lieu de 7,5 Mtep⁹¹. Cette situation s'explique par les résultats insuffisants de l'ensemble des filières, à l'exception de la filière photovoltaïque, dont les résultats atteignent le double de l'objectif⁹². 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 installée⁹³.

⁹⁰ 17,8 Mtep au lieu de 19,2 Mtep hors biocarburants.

⁹¹ Source : Bilan de l'énergie 2011-SoeS (83,7 GWh au lieu de 87,2 GWh)

⁹² 196 ktep (2,2 GWh) au lieu de 81 ktep (0,9 GWh).

⁹³ L'objectif français de puissance photovoltaïque installée en 2020 se situe à 5,4 GW. En raison du développement exceptionnel des demandes de raccordement intervenues entre 2009 et 2011, la puissance installée pourrait ainsi se situer entre 7,7 GW et 8,6 GW.

Tableau n° 23 Production annuelle à réaliser à partir d'énergies renouvelables, 2011 et 2020 (en ktep)

En ktep	Réalisé		Objectif 2020	À réaliser	
	2005	2011		Réalisé 2005 2011	2012 2020
Électricité renouvelable					
Hydraulique	5 723	5 400	5 541	-324	142
Éolien	101	1 104	4 979	1 003	3 875
Photovoltaïque	2	196	592	194	396
Marémotrice	41	41	99	0	58
Géothermie	82	48	409	-34	360
Biomasse	320	453	1 477	133	1 024
Total électricité renouvelable	6 270	7 241	13 097	971	5 856
EnR thermiques pour chaleur					
Solaire thermique	37	96	927	59	831
Géothermie profonde	130	94	500	-36	406
Pompes à chaleur	151	1 143	1 850	993	707
Biomasse solide	8 954	9 188	15 900	234	6 712
Total chaleur renouvelable	9 357	10 616	19 732	1 259	9 116
Transports					
Biocarburants	403	2 786	3 500	2 383	714
Consommation finale brute renouvelable	16 030	20 643	36 329	4 614	15 686

Source : Cour des comptes- Données commissariat général au développement durable / service de l'observation et des statistiques -Bilan de l'énergie 2011

Au vu des résultats enregistrés fin 2011, atteindre les objectifs 2020, supposerait que le supplément de production annuelle d'énergie à réaliser d'ici là soit six fois ce qu'il a été entre 2005 et 2011 pour ce qui est de l'électricité renouvelable et plus de sept fois pour la chaleur renouvelable.

Les productions supplémentaires à réaliser dans la plupart des filières sont ainsi, à l'exception de l'hydroélectricité, très importantes. Or des retards ont déjà été enregistrés en 2011 sur la trajectoire, qui avait pourtant été fixée en 2009. Devant cette situation et au vu de telles tendances, l'atteinte des objectifs globaux pour 2020 apparaît difficile.

II - L'horizon 2020

A - Les prévisions

La France s'est engagée dans le cadre du paquet énergie climat à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 20 % entre 1990 et 2020 et, spécifiquement, de 14 % entre 2005 et 2020 les émissions des secteurs non soumis à la directive système d'échange de quotas européens (SCEQE).

Au titre de l'article 3 paragraphe 2 de la décision 280/2004/CE, la France doit transmettre tous les deux ans à la Commission européenne un rapport faisant la synthèse des politiques et mesures mises en œuvre afin de limiter et/ou réduire ses émissions de gaz à effet de serre ainsi que les projections d'émissions correspondantes. Ce document, le rapport sur les mécanismes de surveillance, a été adressé à la Commission européenne le 15 mars 2013. Il permet de mesurer tant les progrès réalisés par la France pour respecter son engagement au titre du protocole de Kyoto, que d'examiner dans quelle mesure la France peut atteindre les objectifs qu'elle a acceptés dans le cadre du Paquet énergie-climat.

À cette fin, deux scénarios d'évolution de la consommation d'énergie ont été élaborés⁹⁴. Ces scénarios permettent d'établir les projections d'émissions de la France à l'horizon 2020 :

- un scénario AME (avec mesures existantes), qui prend en compte l'ensemble des politiques et mesures décidées et mises en œuvre avant le 1^{er} janvier 2012 ;
- un scénario AMS (avec mesures supplémentaires), qui, outre les mesures déjà considérées dans AME, intègre celles additionnelles décidées depuis fin 2011 et surtout celles prévues, même si elles n'ont pas encore été effectivement mises en œuvre, et qui ont été précisément définies en fonction de leurs effets attendus afin de permettre de réaliser les objectifs fixés. Par sa construction même, ce scénario, qui fonctionne "à l'envers", est contraint et normatif. L'ensemble des objectifs des politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre y seront par construction atteints, grâce à la pleine et entière

⁹⁴ Le rapport de mars 2013 précité, détaille les hypothèses et les modèles de simulation utilisés. Il se place dans le périmètre géographique exigé par la décision communautaire 2004/280/CE, soit : métropole + DOM + PTOM. Notons que l'objectif Kyoto de la France ne s'applique qu'au périmètre métropole + DOM.

mise en œuvre des mesures, ce qui reste à démontrer et à discuter.

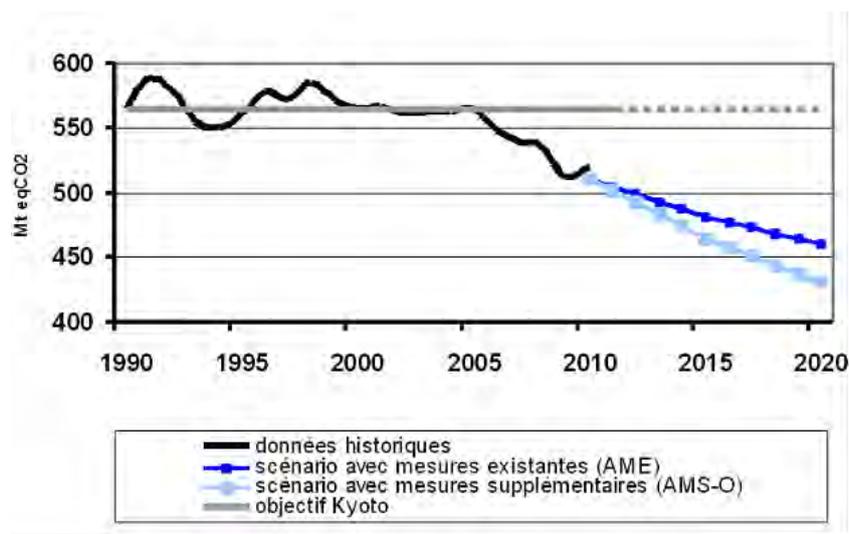


Figure 20. Projections d'émissions totales de gaz à effet de serre (hors UTCF) de la France à l'horizon 2020 dans le cadre des scénarios AME et AMS (en millions de tonnes équivalent CO₂ – Métropole, DOM et COM) Source : RMS 2013

La trajectoire d'évolution des émissions totales de GES (hors UTCF) de la France à l'horizon 2020 telle qu'elle est anticipée dans le scénario AME aboutit à une baisse de 18 % entre 1990 et 2020. Pour les secteurs non soumis à la directive SCEQE, ces réductions seraient de 14,6 % de 2005 à 2020. Ainsi, la France atteindrait-elle l'objectif de réduction pour ces secteurs, soit -14 %.

Dans la trajectoire du scénario AMS, la France atteindrait une réduction de 25 % de ses émissions de GES entre 2005 et 2020 : les émissions de la France seraient ainsi ramenées de 520 MteqCO₂ en 2010 à 426 MteqCO₂ en 2020. Pour les secteurs non soumis à la directive SCEQE, les réductions d'émissions entre 2005 et 2020 sont estimées à 22 %. Dans ce cas de figure, la France dépasserait largement l'objectif de réduction de -14 %.

Dans les deux scénarios, c'est en très grande partie grâce au secteur logement-tertiaire que la France parviendrait à atteindre ses objectifs.

Tableau n° 24 Evolution des émissions de la France (Métropole+DOM)

(en MteqCO ₂)	2005	2010	2005-2010	Scénario AME		Scénario AMS	
				2020	2005-2020	2020	2005-2020
SCEQE	162	133	-17,9 %	119	-26,5 %	112	-30,9 %
hors SCEQE	396	381	-3,8 %	338	-14,6 %	309	-22,0 %
Total	558	514	-7,9 %	457	-18,1 %	420	-24,7 %

Source : Rapport sur les mécanismes de surveillance ... Actualisation 2013, direction générale de l'énergie et du climat

B - Des hypothèses fragiles

1 - Des hypothèses macro-économiques discutables

Les deux scénarios s'inscrivent dans un cadre macroéconomique commun, dont on retiendra particulièrement, à titre illustratif, une hypothèse de croissance de 1,9 % sur la période 2010-2020, dont la perspective peut, quelles que soient les raisons invoquées⁹⁵, paraître aujourd'hui très exagérément optimiste, au moins pour le début de cette période. Un tel scénario de référence, pourtant publié en janvier 2013, fait ainsi apparaître un décalage positif de 0,5 points de croissance cumulés par rapport à la réalité telle qu'elle est d'ores et déjà enregistrée (2012/2009) par l'Insee. Son estimation pour 2013 elle est à tout le moins en décalage important avec les prévisions actuellement disponibles. Comparer ainsi des émissions constatées à des contextes économiques optimistes par rapport à la réalité conduit mécaniquement à surestimer les gains d'efficacité énergétique.

Tableau n° 25 Prévisions de croissance économique pour la France (taux de croissance annuel en %)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
France	1,5	1,7	1,0	1,9	2,1	1,7	2,1	1,8	1,7

Source : Scénario contraint Centre d'Analyse Stratégique

⁹⁵ Les rédacteurs de la direction générale de l'énergie et du climat estiment en effet que « ce chiffre plus élevé que celui que l'on peut trouver dans d'autres travaux s'explique par la prise en compte de la réforme des retraites et du nouveau scénario démographique de l'INSEE », rapport précité, p. 110.

L'ambition et le volontarisme affirmé pour chacune des grandes hypothèses retenues, par exemple celles concernant les évolutions des prix de l'énergie, devraient pouvoir faire l'objet d'une large discussion. Elle apparaît, en effet, pour l'instant trop limitée au seul cercle des experts.

2 - Un scénario avec mesures existantes contraint

Au vu de ces projections, les objectifs 2020 en termes d'émissions de GES semblent donc pouvoir être réalisés sans difficulté majeure.

Dans son rapport, la direction générale de l'énergie et du climat indique, en effet, que l'objectif de réduction des gaz à effet de serre est « réaliste et permet d'être raisonnablement optimistes, mais il faut pour cela appréhender résolument les difficultés rencontrées dans la mise en œuvre des mesures, en particulier dans les secteurs du transport et du bâtiment ».

Pourtant, comme le reconnaît le ministère dans son rapport sur les mécanismes de surveillance de 2013, « le scénario AME pourra être considéré comme légèrement ambitieux sur certains points ». Le caractère ambitieux des hypothèses sous-jacentes concerne principalement la construction neuve de logements.

Si le programme national d'amélioration de l'efficacité de 2011 reposait sur une hypothèse de construction de 400 000 logements neufs par an légèrement supérieure à la moyenne des mises en chantier depuis 10 ans (376 000 logements par an), le rapport RMS de 2013 prend une hypothèse de construction de 500 000 logements neufs par an qui constitue une vraie rupture de tendance. Depuis 1987, le chiffre des mises en chantier n'a dépassé les 400 000 qu'à trois reprises (2005, 2006 et 2007), sans jamais atteindre les 500 000 logements.

Par ailleurs, le rythme de 500 000 constructions neuves par an amène le ministère à inclure des hypothèses très fortes dans son scénario pour rester cohérent avec les projections de l'INSEE sur le nombre de ménages (+ 8,9 % entre 2010 et 2020). Il prévoit ainsi :

- un quadruplement du nombre de démolitions de logements anciens (de 43 000 à 160 000 par an) alors qu'aucune mesure politique n'est avancée pour justifier ce quadruplement ;
- une croissance forte (+ 33,7 %) du nombre de logements vacants, ce qui porterait leur nombre à 2,9 millions à l'horizon 2020 et à 3,7 millions à horizon 2030.

Enfin, les scénarios de la DGEC se fondent sur l'hypothèse d'une mise en œuvre à 100 % dès 2013 de la réglementation thermique (RT2012) pour le rapport RMS, alors que tous les outils ne sont pas disponibles et que la diffusion des formations dans le secteur très éclaté du bâtiment est encore très partielle.

Les hypothèses de 500 000 logements neufs par an, construits en respectant à 100 % la RT2012 dès 2013, et de 160 000 destructions par an, dont le caractère réaliste n'est pas établi à ce jour et qui conduisent à une augmentation non souhaitée du parc de logements vacants, facilitent donc de manière factice l'atteinte de l'objectif de réduction de 38 % de la consommation d'énergie du parc de logements. Or cette hypothèse est elle-même nécessaire à la réduction de 14 % des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020.

Sur un autre plan, l'agriculture n'est pas citée comme secteur pouvant orienter l'effort global de réduction des émissions de GES de la France. L'étude des scénarios de projections des émissions de GES permet de constater que l'impact des mesures de politiques publiques en matière agricole reste très marginal. Cela explique que l'agriculture n'est pas encore appréhendée comme un secteur décisif pour le maintien par la France sur une trajectoire vertueuse au regard des objectifs du paquet énergie-climat.

3 - Un scénario-objectifs marginalement utile à la vérification du respect par la France de ses engagements au titre du PEC

Les simulations du scénario AMS tant du PNAEE de 2011 que du RMS⁵¹ de 2013 comportent des hypothèses qui font perdre son sens à l'évaluation globale des résultats. Pour la partie la plus importante du programme d'efficacité énergétique de la France (la rénovation du parc de bâtiments existants), le modèle d'évaluation de l'atteinte des objectifs part de l'hypothèse que les objectifs seront atteints.

En effet, dans ces scénarios, le ministère prend comme postulat de départ que « *l'ensemble des mesures introduisant une obligation de résultat pour les acteurs concernés atteindrait pleinement leur objectif. Cette règle concerne en particulier :*

- *la mise en œuvre des réglementations thermiques ou les obligations de rénovation introduites par la loi Grenelle 1 ;*
- *les obligations de rénovations imposées aux bâtiments de l'État ainsi qu'aux bâtiments tertiaires (loi Grenelle 2). Pour les premiers, l'objectif de la loi a été repris. Pour les seconds, la loi ne précisant pas d'objectif, et les décrets d'application étant*

encore en phase d'élaboration, il a été considéré que cette obligation permettrait d'atteindre une réduction de 38 % des consommations d'ici 2020 (soit l'objectif moyen de réduction inscrit dans la loi Grenelle 1 pour l'ensemble du parc existant).

Les scénarios AMS de 2011 ou de 2013 ont donc pour première utilité de vérifier que la somme des objectifs de chacune des politiques sectorielles permet d'atteindre l'objectif global du Paquet énergie-climat.

Ils permettent également de tester des jeux d'hypothèses permettant d'atteindre l'objectif de réduction de 38 % de la consommation d'énergie des bâtiments à l'horizon 2020 tout en reprenant l'hypothèse de 500 000 constructions neuves par an déjà analysée.

S'agissant des logements existants, l'hypothèse est de 900 000 rénovations thermiques lourdes par an de 2013 à 2020, alors que le Grenelle de l'environnement tablait sur 400 000 rénovations lourdes par an (dont 70 000 logements sociaux) et que le discours du président de la République du 21 mars 2013 parle de 500 000 rénovations thermiques (dont 120 000 logements sociaux). Sur la période 2009-2012, l'éco-PTZ et l'éco-PLS ont permis de lancer en moyenne moins de 90 000 rénovations thermiques lourdes par an (auxquelles il convient d'ajouter les rénovations lourdes financées par le crédit d'impôt développement durable difficilement chiffrables). L'étude OPEN de l'ADEME estime le nombre de rénovations thermiques lourdes à 135 000 en 2010, année où l'éco-PTZ avait atteint son maximum et où les conditions d'accès au CIDD n'avait pas encore été restreintes.

S'agissant du parc tertiaire existant, le ministère constate que « peu de données sont disponibles sur le sujet. L'ORIE (l'observatoire régional de l'immobilier d'entreprise en Île-de-France) avance un chiffre compris entre 0,8 % et 1,4 % pour les bureaux franciliens ». Un rythme de 1 % de rénovation du parc est proposé pour le scénario AME. En revanche, s'il l'on veut tenir l'objectif d'une réduction de 38 % de baisse de la consommation d'énergie, il faut rénover 50 % du parc public et privé d'ici à 2020. Cela devrait se traduire par le passage d'un rythme de 1 % des bâtiments faisant l'objet d'une rénovation moyenne, rythme déjà lui-même incertain, à un rythme de 5 % des bâtiments faisant l'objet d'une rénovation profonde par an. Les résultats obtenus dans le cadre du programme "État exemplaire" montrent le caractère irréaliste de cette hypothèse pour la sphère publique.

Enfin, les scénarios de la direction générale de l'énergie et du climat comportent des hypothèses très fortes de passage au chauffage bois (passage de 8 % à 19 % des résidences principales équipées en systèmes

de chauffage au bois) ou sur le taux d'équipement en eau chaude sanitaire solaire (30 % des maisons individuelles et 10 % des logements collectifs).

Les résultats d'aujourd'hui et la perspective du « facteur 4 » pour 2050

La France s'est engagée dans une approche volontariste de développement des énergies renouvelables et de maîtrise de la demande en énergie dans le bâtiment avec les difficultés évoquées plus haut. Depuis 2005, les émissions de GES ont baissé en France de plus de 13 % de telle sorte que l'objectif fixé dans le cadre du protocole de Kyoto d'une stabilisation pour la période 2008-2012 des émissions à leur niveau de 1990 sera largement dépassé. Alors que les émissions provenant des transports ont crû, l'industrie a réduit fortement ses émissions, une partie de ces diminutions trouvant toutefois son origine dans la baisse d'activités due à la crise économique.

Toutefois, au vu de la trajectoire des résultats aujourd'hui enregistrés et apparaissant en pointillé dans la figure ci-dessous, l'engagement pris d'une réduction d'un « facteur 4 » des émissions de GES à l'horizon 2050, par rapport à 1990 est un objectif qui pour être atteint nécessiterait une véritable rupture du rythme de réduction des émissions de GES. Elle implique une révision d'ampleur à la fois sur les priorités de lutte contre le changement climatique et sur les moyens de cette politique, en France, en Europe et sur le plan international.

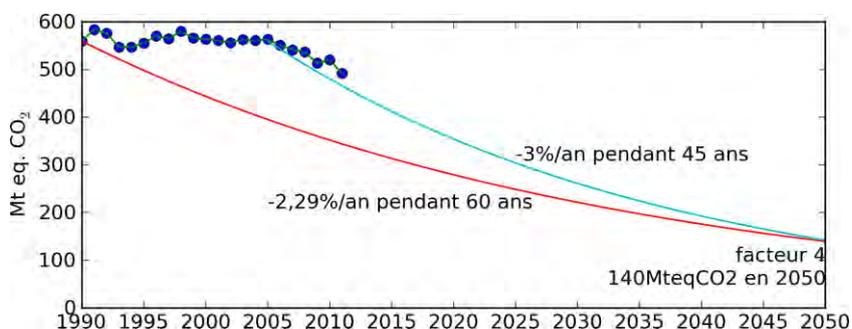


Figure 21. Trajectoire de réduction des émissions de GES pour atteindre le facteur 4 de réduction en 2050 à taux constant (source : rapport sur les mécanismes de surveillance 2013)

Face à une situation aussi incertaine, et dont le degré d'incertitude ne peut être réduit de façon aisée, la démarche souhaitable aurait été de mener des analyses de sensibilité. Or la seule analyse de sensibilité qui a été menée dans la construction des scénarios évalués dans ces différents rapports a porté sur les hypothèses de croissance du PIB et de prix du baril de

pétrole. Les autres variables ou hypothèses clefs du modèle n'ont pas fait l'objet de telle analyse.

III - Effets de la mise en œuvre du PEC

A - Les effets incertains sur le commerce extérieur et la relocalisation des activités : trois exemples

La politique de développement des énergies renouvelables, qui souffre du manque de structuration de filières industrielles solides, offre un bon exemple des effets incertains de la transition énergétique sur le commerce extérieur.

1 - Les industriels français du photovoltaïque 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 en 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 2020⁹⁶). Pour l'Europe, les scénarios varient de 100 à 160 GW à l'horizon 2016⁹⁷.

Sur ce marché en pleine croissance, l'amont de la filière photovoltaïque échappe aux industriels français. Fin 2011, parmi les 7 entreprises ayant produit plus d'un GW de modules dans l'année, cinq étaient chinoises ou taiwanaises, une allemande et une américaine. En 2011, l'amont de la filière industrielle française était peu développé avec une capacité de production de cellules de 90 MW, pour 320 emplois directs. Le principal constructeur (Photowatt, 70 MW a été depuis admis en procédure de redressement judiciaire). Fin 2010, la France comptait 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 producteurs français

⁹⁶ Portant, à cet horizon, la puissance installée cumulée mondiale à 200 GW selon IRENA, Renewable energy technologies : cost analysis series. Volume 1 – Solar photovoltaics, juin 2012.

⁹⁷ European photovoltaics association (EPIA): global market outlook for photovoltaics until 2016 (mai 2012).

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 valeur⁹⁸.

Conséquence de ce positionnement 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 2011⁹⁹.

2 - L'industrie française est présente dans la filière éolienne mais sans envergure mondiale

a) Le marché mondial

Fin 2011, 238 GW d'éolien terrestre étaient installés dans le monde¹⁰⁰, 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. 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. Fin 2011, les capacités installées cumulées se répartissaient entre l'Europe (40 %), l'Asie (35 %), l'Amérique du Nord (22 %) et le reste du monde (3 %). L'éolien en mer ne représentait que 3,8 GW de capacités installées, dont la moitié au Royaume Uni.

Combiné aux efforts de l'Inde, l'objectif du gouvernement chinois de disposer en 2020 d'un parc éolien de 200 GW capable de produire 400 TWh fera de l'Asie le premier marché mondial.

L'installation en France de 19 GW d'éolien terrestre et 6 GW d'éolien en mer à l'horizon 2020, soit un rythme d'installation annuel maximal de 2,5 GW/an, représenterait selon le centre d'analyse stratégique¹⁰¹ un investissement de l'ordre de 2,9 Md€₂₀₁₀ par an.

⁹⁸ 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.

⁹⁹ 912 M€ en 2009, 1 660 M€ en 2010 et 2 077 M€ en 2011 selon les Douanes - Données CAF/FAB brutes de collecte pour des dispositifs photosensibles à semi-conducteur, y.c. les cellules photovoltaïques.

¹⁰⁰ EurObserv'ER (2012).

¹⁰¹ Centre d'analyse stratégique, Août 2012, Des technologies compétitives au service du développement durable.

En 2011, les 9 premiers constructeurs mondiaux ont capté 69 % des 41 GW installés dans le monde. Il s'agit des chinois Sinovel, Goldwind, Dongfang et United power (21 %), du danois Vestas (14 %), des allemands Enercon et Siemens (12 %), de l'américain GE Wind (9 %), de l'indien Suzlon (7 %), et de l'espagnol Gamesa (6 %).

b) L'industrie française

Même si elle n'occupe pas encore une place notable, l'industrie française n'est pas absente du secteur éolien.

La répartition des coûts entre fabrication, génie civil et raccordement d'une éolienne terrestre varie selon le lieu d'implantation. Les segments industriels de fabrication et assemblage en usine représentent 50 % du coût d'investissement. La fabrication des composants comprend : l'électromécanique, les contrôles, le frein et le châssis de la nacelle pour 50 % ; les mâts pour 25 % ; et les pales pour 25 %. France Énergie Éolienne (FEE) identifie onze segments industriels¹⁰² pour cette phase qui nécessitent plusieurs corps de métiers stratégiques¹⁰³ : Des entreprises françaises sont présentes sur chacun de ces segments.

Historiquement, l'industrie éolienne française s'était spécialisée dans la fabrication de composants (mâts, pales, génératrices, etc.). Aujourd'hui AREVA (Multibrid), Alstom (Ecotècna) et Vergnet se positionnent sur le marché de la fabrication et de l'assemblage des composantes des éoliennes. Début 2011, la filière française de l'éolien comptait cent quatre-vingt entreprises¹⁰⁴ et cent cinquante autres étaient identifiées comme pouvant se diversifier dans l'éolien, pour la fabrication, l'installation, l'exploitation ou la maintenance¹⁰⁵.

Les données des exportations et importations se rapportant spécifiquement au secteur éolien ne concernent que les équipements, et parmi ceux-ci, uniquement les groupes électrogènes. La nomenclature ne permet pas de distinguer les différentes énergies pour les autres pièces.

¹⁰² SER-FEE, Windustry 2011.

¹⁰³ Segments : commandes & contrôles et composants électriques ; alternateurs ; arbre principal ; freins ; système d'orientation de la nacelle ; nouveaux positionnements ; moyeu de rotor et châssis de la nacelle ; multiplicateur ; coque de la nacelle / système d'orientation des pales ; pales/mâts - Corps de émetiers : métallurgie, chaudronnerie, mécanique ou mécatronique/aérodynamique/électronique de puissance et raccordement électrique/BTP/spécifiquement pour l'éolien en mer, ingénierie off-shore.

¹⁰⁴ Direction générale de l'énergie et du climat, rapport sur les énergies décarbonées.

¹⁰⁵ SER-FEE, Windustry France 2011.

Néanmoins, elles mettent en évidence le solde structurellement déficitaire des échanges portant sur les turbines, pièce stratégique, mais pour un volume limité à 6 % du marché total des équipements en 2011. Les industriels français approvisionnent donc pour une très large part le marché français.

Enfin, dans son dossier de presse du 26 avril 2011, le syndicat des énergies renouvelables soutient que « *la balance commerciale [concernant l'éolien] est presque à l'équilibre : 941 M€ d'exportations pour 1 079 M€ d'importations* ». Le volume des échanges évalué par le SER dépasse largement l'évaluation réalisée par les services des douanes. En l'absence d'un suivi basé sur une approche ciblée du secteur de l'éolien, ces services ne sont pas en mesure de confirmer ou d'infirmer ces chiffres.

c) 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, la construction d'une plateforme logistique à Brest et de deux usines Alstom (à St-Nazaire pour la construction des nacelles et des génératrices et à Cherbourg pour la construction des pales, des mâts et des fondations) et, s'agissant d'Ailes marines SAS, la construction de deux usines Areva au Havre pour la fabrication des turbines, et des pales.

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. Mais la politique de soutien du gouvernement anglais a 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 - La filière biomasse

a) Les fabricants français d'équipements de production de chaleur à base de biomasse sont très concurrencés

Le bois-énergie est la principale source de la biomasse utilisée pour la production d'énergie (principalement de la chaleur) et, dans cette catégorie, celui brûlé par les particuliers arrive largement en tête.

Avec un marché d'une valeur de 3,8 Md€¹⁰⁶, les filières qui produisent et vendent de la chaleur de source biomasse représentent :

- 22 % en 2011 du marché porté par l'ensemble des filières renouvelables pour la production de chaleur et d'électricité, et près du quart des seules ventes ;
- 83 % du marché de la chaleur renouvelable

Dans cette filière, la production et la vente de bois énergie représente 17,5 % du marché total des EnR, tandis que les secteurs du biogaz et de l'incinération des ordures ménagères sont plus modestes.

Dans le secteur individuel, le marché est stable mais avec des différences constatées par types d'installation : le marché des foyers et des inserts devrait se stabiliser, voire régresser, alors qu'une progression est attendue sur le marché des poêles à bois, en particulier les poêles à bois contemporains et poêles à granulés dont l'efficacité énergétique est meilleure. En revanche, le marché des chaudières individuelles est atone depuis quelques années en raison de la morosité du marché de la construction. La fourniture de bûches de bois devrait rester globalement stable, voire régresser, et celle du granulé bois devrait se développer.

Les industriels français ont de bonnes perspectives sur le marché des foyers et inserts, notamment à l'exportation. Ils sont en revanche concurrencés par les industriels allemands et autrichiens sur les poêles et chaudières à granulés. En effet, le taux d'importation d'équipements à granulés dépasse 80 %.

Le commissariat général au développement durable considère que « *les chaudiéristes français sont bien positionnés sur le marché intérieur, mais la concurrence globale est forte (Allemagne, Brésil, Inde) et aucun*

¹⁰⁶ ADEME- Stratégie marchés et emplois 2011, mise à jour 2012.

avantage concurrentiel ne semble définitivement acquis à un acteur aujourd'hui ».

S'agissant de la production d'électricité, le conseil général rappelle que « *la France ne compte pas par ailleurs parmi les 10 premiers producteurs d'électricité issue de la biomasse en Europe et apparaît en retard sur le développement de nouvelles technologies à haut rendement et faibles émissions, telles que la gazéification* ».

b) 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'offres 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 supplémentaire¹⁰⁷ disponible de biomasse, avec de grandes disparités entre régions, deux d'entre elles (Nord-Pas-de-Calais et 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, ce qui réduit par ailleurs le bilan carbone de ces installations.

B - Un impact encore modeste sur l'emploi

1 - Des outils statistiques limités

a) L'absence d'harmonisation méthodologique

Le recensement des emplois de certaines filières d'énergie renouvelables, notamment le solaire et la biomasse chaleur, est rendu difficile par l'insuffisante précision des nomenclatures d'activités¹⁰⁸

¹⁰⁷ Cf. Annexe n° 5 – Glossaire.

¹⁰⁸ La nomenclature couramment utilisée en France est la Nomenclature d'Activités française (NAF) rev. 2 adoptée le 1^{er} janvier 2008.

d'autant plus que la production est le fait d'une multitude de petites installations individuelles. Celles-ci font appel à nombre d'artisans et d'entreprises de toutes tailles, dont l'activité principale est parfois éloignée des secteurs de l'énergie : constructeurs, fabricants d'équipements, de pièces détachées, installateurs, mainteniciens, etc., et en grande partie non salariée.

L'estimation de l'emploi dans les énergies renouvelables, même en se limitant à l'emploi direct, ne peut se faire que par inférence statistique, en utilisant au mieux les sources disponibles et en adoptant des hypothèses jugées raisonnables. Les données disponibles sont donc le fruit d'estimations utilisant de nombreuses sources contenant des données plus ou moins agrégées : comptes du service de l'observation et des statistiques réalisés sur les différents domaines de l'environnement ; enquêtes annuelles d'entreprises de l'Insee, comptes de la nation, données des fédérations professionnelles, études de l'ADEME.

Ainsi, par exemple, à périmètre identique, le SOeS chiffre l'emploi dans la filière solaire (photovoltaïque et thermique) à environ 14 219 ETP en 2010 (révision intervenue en septembre 2012) et l'ADEME à 35 100 ETP.

L'estimation des créations d'emploi liées à la mise en œuvre du Paquet énergie climat est donc très incertaine et limitée, dans le meilleur des cas, aux seuls emplois directs. Les éventuelles destructions dans d'autres secteurs, ainsi que les emplois indirects (la vente notamment) ne sont pas pris en compte.

2 - Un impact qui reste modeste

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

Tableau n° 26 Evolution 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 renouvel.	58460	60560	79950	80780	98580	93320	83260

Source : Cour des comptes-données ADEME

Les évaluations de l'ADEME représentent le haut de la fourchette des estimations données 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* ».

L'un des secteurs où sont attendues les plus nombreuses créations d'emplois liées à la transition énergétique est celui du bâtiment grâce à la rénovation thermique des logements. Or force est de constater qu'il n'existe pas aujourd'hui de chiffrage robuste des créations d'emplois permises par les programmes de rénovation thermique des logements. Les données avancées dans les principaux rapports consistent, le plus souvent, en une simple multiplication du montant de l'investissement attendu par un coefficient d'intensité en emploi du secteur du bâtiment (nombre d'emplois moyen par million d'euros de chiffre d'affaires). Ces chiffreages ne détaillent pas les hypothèses prises quant au financement de ces investissements et ne reposent pas sur un bouclage d'ensemble macro-économique. Les premiers travaux d'analyse macro-économique (Négawatt et ADEME) sont analysés dans l'annexe VIII.

IV - La nécessité d'un effort considérable d'investissement

Les efforts pour atteindre les objectifs à l'horizon 2020 devront s'appuyer sur d'importants investissements pour améliorer l'efficacité énergétique et développer les énergies renouvelables. Le coût d'ensemble de ces investissements n'est pas connu précisément, mais l'exemple de certains domaines pour lesquels des estimations sont possibles, montre que cet effort devra être considérable.

A - La rénovation des logements

1 - « L'État exemplaire »

En application des engagements du Grenelle de l'environnement¹⁰⁹ et de l'article 48 de la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation

¹⁰⁹ Engagement n° 4 : « *bilan carbone de tous les bâtiments publics et rénovation thermique de ces bâtiments d'ici 2015, tous les bâtiments et équipements publics* »

relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement les administrations de l'État doivent établir un bilan de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de gaz à effet de serre et engager un plan pour améliorer leur efficacité énergétique, avec un objectif d'amélioration de 20 % en 2015 et une réduction des consommations d'énergie d'au moins 40 % et des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 50 % dans un délai de dix ans.

Le coût total de ce programme de rénovation thermique est estimé à 24 Md€, dont 10 Md€ pour l'État seul.

2 - La construction de logements neufs

Le programme national d'amélioration de l'efficacité de 2011 reposait sur une hypothèse de construction de 400 000 logements neufs par an dont 58 % de maisons individuelles, le rapport RMS de 2013 sur une hypothèse de construction de 500 000 logements neufs par an dont 51 % de maisons individuelles. Ces deux chiffres constituent une rupture par rapport à la moyenne des mises en chantier sur les dix dernières années qui est de 376 000 logements par an sur le territoire métropolitain. Depuis 1987, le chiffre des mises en chantier n'a dépassé les 400 000 qu'à trois reprises (2005, 2006 et 2007). Le surcroît d'investissement par rapport au rythme de construction actuel serait supérieur à 15 Md€ par an.

3 - La rénovation thermique

900 000 rénovations thermiques lourdes par an sont nécessaires de 2013 à 2020 pour le scénario AMS du RMS de 2013. Les investissements nécessaires pour ces rénovations peuvent être estimés, sur la base de 350 à 450 € le m² et d'une surface moyenne de 90 m², entre 28 et 36 Md€ par an pour 900 000 rénovations lourdes et entre 15 et 20 Md€ par an pour 400 000 rénovations. Ces chiffres sont à comparer avec le chiffre d'affaires annuel de la réhabilitation de logements (c'est-à-dire pas seulement la rénovation thermique) estimé à 40 Md€ en 2008.

Cette fourchette est une estimation basse car elle n'inclut pas les investissements correspondants aux rénovations légères, dont l'estimation n'est pas disponible, compte tenu de l'absence de visibilité.

devront être construits à partir de 2010 en norme BBC (50 kwh/m²) ou seront à énergie passive ou positive »).

4 - Le tertiaire

Les scénarios de la direction générale de l'énergie et du climat partent d'une hypothèse de continuation de la dynamique de croissance des surfaces par employé constatée sur la période 2000-2010. Cette hypothèse conduit à un parc de bâtiments tertiaires de 1 120 Mm² à l'horizon 2030 contre 920 Mm² en 2010, soit un accroissement annuel moyen de 10 Mm² (contre 12 Mm² entre 2000 et 2010 et 14 Mm² entre 1990 et 2000).

S'agissant du rythme de rénovation thermique des bâtiments existants, le ministère constate que « *peu de données sont disponibles sur le sujet. L'ORIE (L'observatoire régional de l'immobilier d'entreprise en Île-de-France) avance un chiffre compris entre 0,8 % et 1,4 % pour les bureaux franciliens* ». Un rythme de 1 % de rénovation du parc est proposé pour le scénario AME. L'impact sur les besoins unitaires de l'existant par rapport à 2005 devient alors : - 2 % en 2010 et - 6 % en 2020, - 9 % en 2030.

En revanche, s'il l'on veut tenir l'objectif d'une réduction de 38 % de baisse de la consommation d'énergie (qui est une donnée du scénario AMS), il faut rénover 50 % du parc public et privé. Cela devrait se traduire par le passage d'un rythme de 1 % des bâtiments faisant l'objet d'une rénovation moyenne, rythme déjà lui-même incertain, à un rythme de 5 % des bâtiments faisant l'objet d'une rénovation profonde par an.

B - Les énergies renouvelables

1 - L'estimation des investissements nécessaires pour atteindre les objectifs 2020

Sur la base des estimations de puissance installée nécessaire pour atteindre les objectifs fixés en matière d'énergie renouvelables, déterminées dans le plan national d'action 2009 – 2020, et des coûts moyens d'investissement calculés par l'ADEME, il est possible d'estimer grossièrement le montant des investissements nécessaires.

**Tableau n° 27 Coûts d'investissement par filière
(ADEME)**

Filière		€/kW
Hydroélectricité	<1MW	2000-8000
	de 1 à 10 MW	1600-6000
	> 10 MW	1400-5000
Éolien	terrestre	1126- 1856
	en mer	3000 - 3900
	Dont raccordement à la côte	481 - 1170
Solaire photovoltaïque Nord et Sud de la France	résidentiel et intégré au bâti 2 à 4 kWc	2200 - 4805
	commercial/industriel 100 à 500 kWc	1900 - 4004
	centrales au sol 2500 kWc	1850-3204
Solaire thermique	€/m ²	1136- 1462
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 ¹¹⁰	bois domestique app.indépendant	150-350
	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

Source : Cour des comptes-Données ADEME, ND : non disponible

Pour l'électricité renouvelable de source éolienne, solaire et biomasse, qui seront les principales filières mobilisées d'ici 2020, les estimations d'investissements nécessaires sont synthétisées dans le tableau suivant :

¹¹⁰ La Commission de régulation de l'énergie 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.

Tableau n° 28 Estimation des investissements nécessaires 2005-2020 pour atteindre les objectifs du PEC en matière d'énergies renouvelables

	Puissance installée en 2005 (GW)	Objectif 2020 (GW)	Puissance supplém.	Fourchettes de coûts ADEME – CRE (€/kW)	Investissements nécessaires (M€)
Eolien terrestre	0,871	19,00	18,113	1126-1856	20 413 – 33 647
Eolien en mer	0	6,00	6,00	3000 - 3900	18 000 – 23 400
Photovoltaïque	0,025	4,86	4,84	1900 - 4805	9 186 – 23 232
<i>Solaire concentration</i>	0	0,54	0,50	2700 - 8100	1 458 – 4 374
<i>Electricité biomasse</i>	0,707	3,01	2,30	2500 - 6500	5 750 – 14 950
<i>Chaleur renouvelable</i>					10 000 ⁽¹⁾
<i>Total</i>					64 807 – 109 603

Source : Cour des comptes à partir des données du plan national d'actions et ADEME

(1) 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 financé par le fonds chaleur. Dans le secteur de la chaleur à usage collectif et industriel, le CGDD reprend les perspectives de l'ADEME qui considère qu'avec le maintien du fonds chaleur jusqu'en 2020 au niveau de 2011, 5,4 Md€ d'investissements seraient réalisés sur la période, pour une aide de 1,8 Md€. En extrapolant sur cette base, les investissements supplémentaires nécessaires pour atteindre les objectifs du PEC en matière de chaleur renouvelable pourraient donc approximativement être estimés à une dizaine de Md€.

On peut ainsi estimer que pour atteindre les objectifs, les investissements nécessaires sur la période 2005-2020 pour développer les énergies renouvelables devraient s'élever à un montant compris entre 65 et 110 Md€. Compte-tenu de la situation des puissances installées à fin 2012 et du retard qui est d'ores et déjà enregistré en la matière : 40 % dans l'éolien terrestre, 0 % dans l'éolien maritime et 36 % dans le photovoltaïque, l'effort à réaliser serait plus légèrement plus important que celui déjà accompli. Sur cette base de calcul, il resterait, en effet, encore à investir entre 36,8 et 59,7 Md€ d'ici à 2020 ; soit, comparé à la période 2005-2012, un accroissement de l'ordre de 0,5 Md€ par an.

2 - Un système électrique qui devra s'adapter aux énergies renouvelables

Au-delà des capacités de production, il est également nécessaire d'adapter les réseaux électriques pour accueillir l'électricité de source renouvelable. Des investissements supplémentaires sont donc à prévoir dans ce secteur.

Le système électrique français 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 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.

L'intégration des productions renouvelables, notamment éoliennes et photovoltaïques, aux réseaux électriques nécessite des investissements (lignes nouvelles, postes de raccordements, etc.).

Pour sa part, RTE évalue à environ 1,2 Md€, le montant des charges de raccordement et de renforcement du réseau de transport qui lui reviennent et qui sont 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)¹¹¹ s'élève à 480 M€. Avec un facteur optimiste de charge de 25 %, le coût d'intégration au réseau de transport atteindrait 177,8 M€/GW.

De son côté, ERDF évalue le coût d'adaptation du réseau de distribution qui lui revient à 4,3 Md€, soit 300 M€/GW pour le photovoltaïque et à 100 M€/GW pour l'éolien terrestre. Les estimations de la Commission de régulation de l'énergie réalisées en 2011¹¹², sont de deux à trois fois inférieure à celle d'ERDF.

¹¹¹ Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité 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.

¹¹² Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 6 mars 2012 sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Ainsi, ces coûts d'intégration sont, au total, estimés à 5,5 Md€ à l'horizon 2020 par les deux gestionnaires principaux, RTE et ERDF.

À titre de comparaison, ces mêmes coûts d'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux en Allemagne sont aujourd'hui beaucoup plus élevés. L'Allemagne¹¹³ 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€¹¹⁴, sans compter le coût du raccordement des parcs éoliens en mer qui pourrait atteindre 12 Md€¹¹⁵.

À ces coûts d'intégration dans les réseaux, s'ajouteront des investissements nécessaires aux capacités de gestion de la pointe (unités de « back up » thermiques, réseaux « intelligents », stockage, interconnexions de réseaux) au fur et à mesure de la montée en puissance des énergies renouvelables. Ces investissements n'ont pas encore été chiffrés par les gestionnaires de réseau.

C - Transports : des investissements considérables pour des retombées environnementales négligeables

Le schéma national des infrastructures de transports¹¹⁶ (SNIT) prévoyait à lui seul un investissement de l'ordre de 240 Md€ sur 25 ans. Toutes mesures confondues, la mise en œuvre du PEC pourrait nécessiter au minimum entre 98 et 171 Md€, sans compter les investissements relatifs au SNIT dont on sait maintenant qu'ils seront pour nombre d'entre eux reportés au-delà de 2030. La commission Mobilité 21 a en effet proposé deux scénarios pour le SNIT : un scénario A où, outre les projets déjà partis, seraient financés en première priorité pour 8 à 10 Md€ de travaux et en seconde priorité, c'est-à-dire pour après 2030, de 82 à 94 Md€ de projets. Le scénario B, verrait un financement de 28 à 30 Md€ pour les premières priorités et de 65 à 76 Md€ pour les secondes priorités. Pour les deux scénarios A et B, une liste de projets encore plus lointains a été estimée à 35 à 46 Md€.

¹¹³ 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.

¹¹⁴ Selon une étude de KfW-Research Akzente (n° 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€.

¹¹⁵ 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.

¹¹⁶ Le schéma national des infrastructures de transports a été réexaminé en juin 2013 par la commission « Mobilité 21 » pour un nouveau schéma de mobilité durable.

Comme déjà été abordé plus haut, prenant conscience des faibles retombées environnementales de la programmation sur les transports, le document de politique transversale de lutte contre le changement climatique annexé à la loi de finances initiale 2014 vient de changer les règles servant à l'évaluation des crédits alloués à la politique climatique. Jusqu'à présent, une part « climat » forfaitaire de 50 % était retenue pour l'ensemble des dépenses pour les transports. Désormais, la part climat des dépenses est obtenue à partir des gains d'atténuation des émissions, tels que présentés dans les évaluations socio-économiques des projets du SNIT, valorisée en utilisant la valeur tutélaire du carbone préconisée dans le rapport Quinet. Pour les dépenses correspondant au développement de nouvelles infrastructures, les parts climat retenues sont désormais de 8 % pour le fer, 5 % pour le fluvial et maritime, 1,5 % pour les transports collectifs et 0 % pour les infrastructures routières et aéroportuaires.

D - Investissements : éléments d'ensemble

1 - Rappel des coûts sectoriels

Tableau n° 29 Les coûts sectoriels d'investissement récapitulation

Secteur	Programme	Investissements en Md€	Observations
Logement	« L'État exemplaire »	24,0	Engagements à réaliser d'ici 2020; dont 10 Md€ pour l'État seul
	Construction logements neufs	15,0	Surcroît d'investissement annuel par rapport au rythme actuel moyen de construction
	Rénovation thermique	28-36 15-20	Investissement annuel pour 900.000 rénovations Idem, si 400.000
Transports	SNIT – priorité n° 1 Commission Duron + LGV Bordeaux – Toulouse	42 à 53,4	Engagements avant 2030 ; alors que 50 % de ce total étaient jusqu'alors affectés au PEC, la LFI 2014 vient de modifier les coefficients : 8 % pour le ferré, 5 % pour le fluvial et maritime, 0 % pour la route et les aéroports.
	SNIT, 2 ^{de} priorité	57,6 à 69,3	Engagements 2030-2050 ; Coefficients comme ci-dessus
EnR	plan national d'action 2009 – 2020	64,8 à 109,6	Dont 36,8 à 59,7 Md€ restent à réaliser d'ici à 2020
	coûts d'intégration	5,5	à l'horizon 2020

Le tableau ci-dessus récapitule les estimations disponibles, et pour certaines arrêtées dans leur principe, concernant les investissements liés à la transition énergétique qui ont été mentionnées dans le chapitre précédent.

2 - Investissements actuels et besoins futurs : l'évaluation du CNDTE

Dans le cadre du débat national sur la transition énergétique qui s'est tenu au cours du premier semestre 2013, le groupe 4 de travail du conseil national (CNDTE), dont les travaux ont déjà été évoqués, est attaché à évaluer l'état des lieux des investissements énergétiques actuels par grand secteur d'activité, ainsi que les besoins de financement des différentes trajectoires de transition énergétique à horizon 2050.

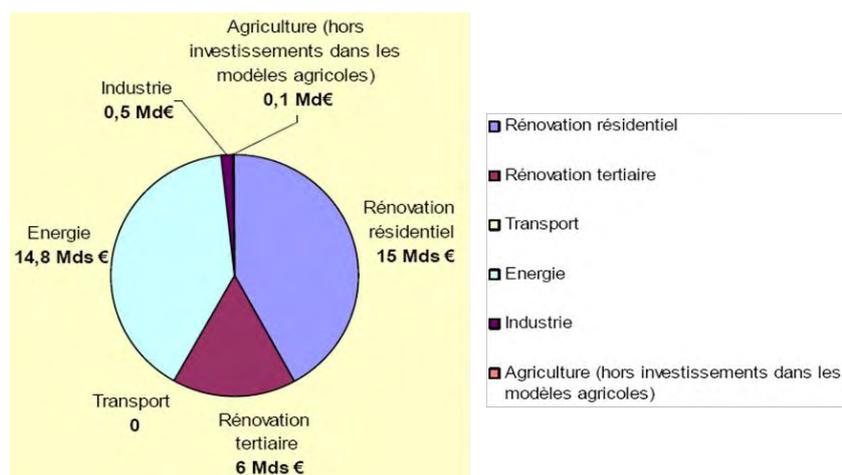


Figure 22. Répartition des investissements énergétiques par secteurs
(Source : rapport du groupe de travail n° 4 du CNDTE)

Le groupe de travail a ainsi analysé les investissements actuellement réalisés dans les différents secteurs d'activité (bâtiment, énergie, transport, industrie, agriculture). Parmi ces investissements globaux, estimés à 150 Md€ annuels, ceux spécifiquement consacrés à la réalisation des objectifs de la transition énergétique ont été évalués à 37 Md€, soit environ 25 % de l'ensemble des investissements de ces secteurs. Ils se répartissent de la manière décrite dans la Figure 22.

Pour l'avenir, les investissements sont estimés, selon plusieurs scénarios, de manière à ce que leurs trajectoires respectent les objectifs fixés aux différents horizons : le facteur 4 à l'horizon de 2050, les 3x20

en 2020, la réduction de la part du nucléaire à 50 % de la production électrique à partir de 2025, ainsi que l'objectif de réduction de l'intensité énergétique de 2 % par an en 2015, ainsi que celui de 2,5 % par an d'ici 2030 fixé par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite loi POPE) adoptée le 13 juillet 2005 dans le cadre de quatre scénarios d'ensemble.

Tableau n° 30 Principales caractéristiques des quatre scénarios proposés par le CNDTE

TRAJECTOIRE	DEC	DIV	EFF	SOB	Actuel 2010
Consommation d'énergie primaire 2050 (Mtep)	260*	189*	108	84	265
Part de l'énergie nucléaire en 2050 (%)	70*	50	25	0	84
Durée de vie des centrales nucléaires (ans)	Trois jeux d'hypothèses : a) 40 ans pour toutes les trajectoires b) 55 ans pour la trajectoire DEC, 45 ans pour DIV, et 40 ans pour EFF et SOB c) 55 ans pour toutes les trajectoires				-
CO ₂ énergie 2050 (Gt)	102*	115*	61	25	381
Production d'électricité 2050 (TWh)	886	596	399	431	541

Source : rapport groupe 4 du Conseil national du débat sur la transition énergétique

Les investissements sont estimés selon trois hypothèses de durée de vie des centrales nucléaires (40, 45 et 55 ans).

Les investissements énergétiques annuels dans les quatre trajectoires sont estimés dans une fourchette comprise entre 47 à 76 Md€ selon les scénarios, les années considérées et pour les durées de vie des centrales nucléaires pris en compte. Ils comprennent les renouvellements fatals d'équipements arrivant en fin de cycle au cours du demi-siècle. Par rapport à l'estimation des investissements énergétiques actuels, soit 37 Md€, cette fourchette représente donc un accroissement des investissements annuels qui est compris entre + 11 et + 40 Md€. Soit, en définitive, une augmentation représentant entre 0,5 et 2 points de PIB pendant plusieurs décennies. C'est donc bien un effort considérable qui serait ainsi à réaliser.

V - Union européenne : une politique commune, des situations nationales différentes

La mise en œuvre du Paquet énergie-climat (PEC) est une politique européenne déclinée au niveau national. Certains Etats sont ainsi plus en avance que d'autres, même s'ils sont nombreux à connaître des difficultés.

A - Union européenne : la situation en 2011

Les Etats membres de l'Union européenne se sont tous engagés à augmenter la part d'énergies renouvelables dans leur consommation finale brute, à réduire leurs émissions de GES et à améliorer leur efficacité énergétique.

Bien que les objectifs nationaux du PEC soient supposés avoir tenu compte des différences dans les situations de départ, du potentiel d'énergies renouvelables et des performances économiques de chaque Etat membre, tous ne sont pas au même niveau de réalisation (cf. Annexe III).

Si tous les Etats de l'Union ont augmenté la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de 2004 à 2011. Globalement, elle atteint désormais 13 % en 2011, pour un objectif fixé à 20 % en 2020, alors qu'elle n'était que de 7,9 % en 2004, la situation n'en est pas moins très contrastées au regard des cibles 2020. Le tableau suivant montre l'évolution constatée dans les différents Etats, classés de manière croissante en fonction de l'écart restant à parcourir entre leur situation en 2011 et l'objectif fixé pour 2020.

Tableau n° 31 Evolution de la part d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie des Etats membres de l'Union européenne

En %	2004	2006	2008	2010	2011	objectif 2020
UE 27	7,9	8,5	9,6	12,1	13	20
Estonie	18,4	16,1	18,9	24,6	25,9	25
Bulgarie	9,2	9,3	9,5	13,4	13,8	16
Suède	38,3	41,7	43,9	47,9	46,8	49
Roumanie	17,0	17,1	20,1	22,9	21,4	24
Lituanie	17,2	16,6	16,9	19,8	20,3	23
Norvège	58,6	60,6	61,7	61,4	64,7	67,5
Autriche	22,8	24,4	26,9	30,4	30,9	34
Rép. Tchèque	5,9	6,4	7,2	8,4	9,4	13
Slovaquie	6,7	6,5	7,5	8,5	9,7	14
Croatie	15,2	13,8	12,2	14,6	15,7	20
Pologne	7,0	6,9	7,2	9,3	10,4	15
Espagne	8,1	9,0	10,1	13,8	15,1	20
Hongrie	4,4	5,0	5,6	7,6	8,1	13
Italie	4,9	5,4	6,3	9,8	11,5	17
Allemagne	4,8	5,5	7,3	10,7	12,3	18
Portugal	19,3	20,6	22,3	22,7	24,9	31
Slovénie	16,1	15,5	14,6	19,6	18,8	25
Finlande	29,0	29,8	30,5	31,0	31,8	38
Grèce	7,1	7,2	8,0	9,2	11,6	18
Danemark	14,9	16,4	18,6	22,0	23,1	30
Lettonie	32,8	31,1	29,8	32,5	33,1	40
Chypre	2,7	2,8	3,7	4,6	5,4	13
Luxembourg	0,9	1,5	1,8	2,9	2,9	11
Belgique	1,9	2,6	3,0	4,0	4,1	13
Irlande	2,4	3,1	3,6	5,6	6,7	16
Pays-Bas	1,8	2,2	2,7	3,3	4,3	14
Royaume-Uni	1,1	1,4	1,9	3,3	3,8	15
France	9,1	9,1	9,9	11,4	11,5	23

Source : Eurostat, 26 avril 2013

Les plus fortes proportions d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie en 2011 sont observées en Suède (46,8 %), en Lettonie (33,1 %) et en Autriche (30,9 %) et les plus faibles à Malte (0,4 %), au Luxembourg (2,9 %), au Royaume-Uni (3,8 %), en Belgique (4,1 %) et aux Pays-Bas (4,3 %). Depuis 2004, les hausses les plus élevées de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie ont été enregistrées en Suède (de 38,3 % en 2004 à 46,8 % en 2011), au Danemark (de 14,9 % à 23,1 %), en Autriche (de 22,8 % à 30,9 %), en Allemagne (de 4,8 % à 12,3 %) et en Estonie (de 18,4 % à 25,9 %).

Les États du Nord de l'Europe et de l'Europe centrale sont les plus proches de leur objectif, alors que les grands États en sont les plus éloignés, notamment la France, située en dernière position. Cette situation s'explique par une position de départ très favorable du fait d'un potentiel hydraulique important (Suède, Norvège, notamment) ou par des objectifs peu ambitieux, car peu éloignés de la situation constatée en 2008 (Bulgarie, Suède, Roumanie, notamment). En revanche, les États les plus riches sont également ceux dont les objectifs ont affiché le plus d'ambition (France, Pays-Bas, Royaume-Uni, Allemagne, notamment).

Du fait de son potentiel hydraulique, la France, bien que la plus éloignée de son objectif, se caractérise, toutefois, par une part de renouvelables qui n'est pas la moins élevée. Ainsi, avec 13,1 % d'énergies renouvelables dans sa production totale d'énergie en 2011, la France disposait d'une proportion d'énergies renouvelables supérieure à celle de ses voisins frontaliers et de la moyenne de l'ensemble des pays de l'Union européenne, à l'exception de l'Espagne, ce qui en fait l'un des pays les plus producteurs d'énergies renouvelables en Europe au regard de sa consommation.

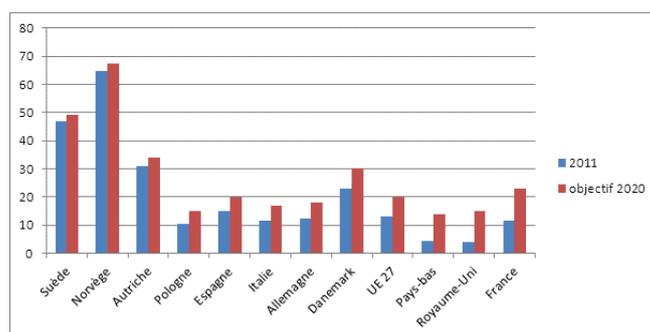


Figure 23. Part d'énergie renouvelable (en %) dans la consommation finale brute d'énergie obtenu en 2011 et objectifs 2020 pour différents pays de l'Union (Source : Cour des comptes à partir des données Eurostat.)

Considérée en termes d'émissions de GES, la situation de la France est bonne, du fait d'une électricité très peu carbonée.

Le tableau ci-dessous reporte les évolutions des émissions de CO₂ de la plupart des membres de l'Union européenne. Tous les Etats les plus importants de l'Union voient leur intensité énergétique diminuer très sensiblement depuis 2000. Les Etats les moins émetteurs restent depuis 1990 la Suède et la France. Les évolutions sont parallèles mais les pays d'Europe de l'est, dont l'Allemagne réunifiée, partant en 1990 de niveaux très élevés d'émission ont en valeur absolue réalisé les plus grands gains.

Tableau n° 32 Intensité des émissions de CO₂ par rapport au PIB (ordonnée en ordre croissant 2009)

tonne CO ₂ /M€ '2005	1995	2000	2005	2008	2009
EU-27	499	433	410	373	358
Suède	289	232	207	185	184
France	296	273	259	231	227
Danemark	399	308	269	259	256
Autriche	338	300	333	285	270
Irlande	457	365	309	288	275
Royaume-Uni	433	368	325	298	283
Italie	366	348	352	328	311
Espagne	428	431	442	381	355
Allemagne	484	425	402	367	360
Finlande	547	433	377	353	363
Luxembourg	515	383	444	369	370
Portugal	460	455	463	399	388
Pays-Bas	542	463	470	420	417
Belgique	574	518	506	477	431
Slovénie	774	634	581	542	523
Grèce	753	739	647	587	569
Hongrie	986	814	692	611	589
Lituanie	1367	860	705	608	621
Slovaquie	1754	1361	1081	806	761
Roumanie	2094	1586	1333	1077	946
Rep. Tchèque	1689	1490	1200	996	984
Pologne	2280	1535	1308	1122	1056

Source : Cour des comptes d'après les données de "EU ENERGY in figure s – pocketbook 2012 »

La figure suivante décrit l'évolution de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre (CO₂ et autres GES) des sept principaux pays européens. L'Allemagne demeure l'État le plus émetteur de ce groupe, 1,8 fois plus que la France par rapport à la richesse produite.

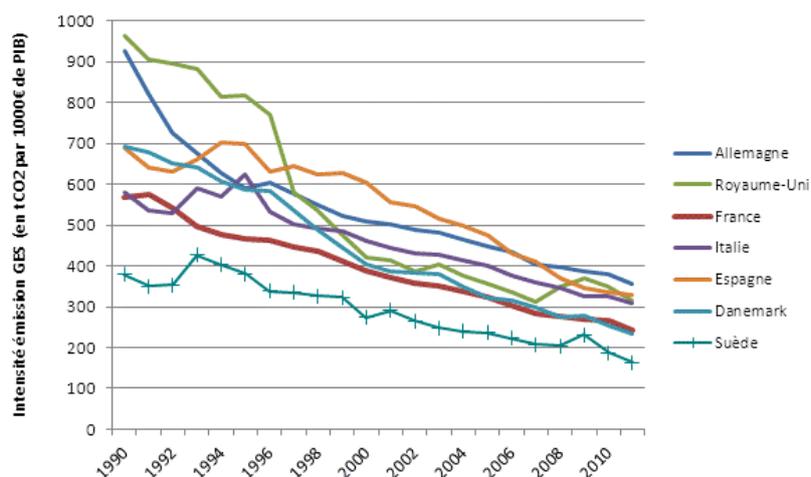


Figure 24. Intensité des émissions totales de GES (par rapport aux PIB) des principaux pays de l'U de 1990 à 2011 (Sources : Cour des comptes, d'après les données Eurostat et Banque mondiale)

L'évolution des émissions par habitant confirme le constat précédent d'évolution parallèle et de bon positionnement de la France.

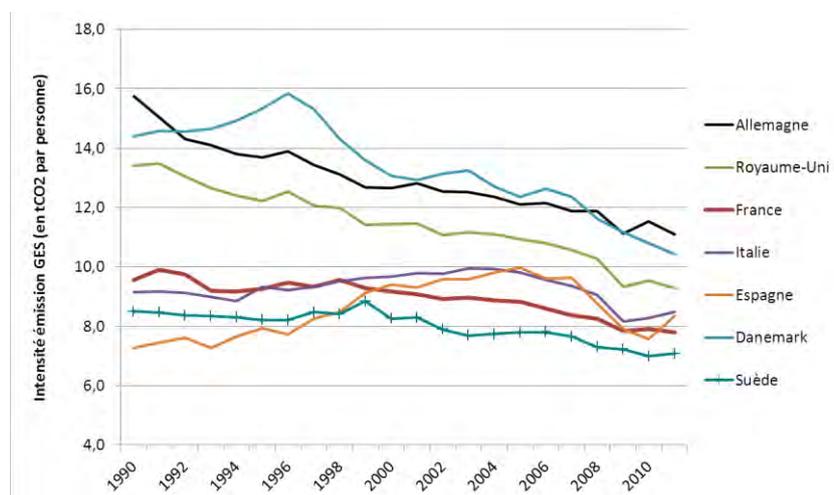


Figure 25. Intensité des émissions totales de GES par habitant (1990-2011) (Sources : Cour des comptes, d'après les données Eurostat et de la Banque mondiale)

B - L'Allemagne : une politique énergétique ambitieuse et risquée

L'*Energiewende* est un pari technologique, économique et social, dont la mise en œuvre va s'étaler sur plusieurs décennies.

Les besoins d'investissement sont considérables en Allemagne, tant dans les capacités de production d'énergies renouvelables que dans les réseaux, qui doivent être développés pour évacuer l'électricité renouvelable et la transporter vers les zones de consommation. Vient s'y ajouter la rénovation des bâtiments.

Le coût de la transition énergétique est encore très incertain, avec des estimations variant entre 15 et 25 Md€/an (estimation de la banque publique kfw). De 2011 à 2020, ces investissements sont estimés par la banque kfw entre 350 et 415 Md€, soit un effort de l'ordre de 1 à 1,2 % du PIB allemand pendant une dizaine d'années. En mai 2012, une estimation des opérateurs de réseau a situé la facture de la sortie complète du nucléaire avant 2022 entre 200 et 400 Md€¹¹⁷. La transition énergétique totale, à l'horizon 2050, devrait nécessiter, selon une étude de l'université de Stuttgart, plus de 2 000 Md€.

¹¹⁷ Cité dans la note n° 281 du centre d'analyse stratégique (CAS) «La transition énergétique allemande est-elle soutenable ? » septembre 2012.

**Tableau n° 33 Investissements nécessaires à
l'Énergiewende jusqu'en 2020**

Secteur	Montant en Md€
Développement des EnR électriques	145
Chaleur renouvelable	62
Amélioration de l'efficacité énergétique	130 – 170
Développement des réseaux	10 à 29
Centrales thermiques (10 GW à construire)	5,5 à 10
Total	352 à 416

Source : KfW-Research (août 2011), cité par le centre d'analyse stratégique (note 281)

Le coût du développement des énergies renouvelables et des infrastructures ainsi que l'internalisation du coût CO₂ risquent d'entraîner une hausse significative des prix de l'électricité. À court terme, la perte de capacités nucléaires a entraîné une hausse des prix de l'électricité sur le marché de gros de + 10 %. Le gouvernement prévoit néanmoins d'accorder des compensations aux industries fortement consommatrices d'énergie (de l'ordre de 500 M€/an), afin de limiter l'impact d'une hausse des prix de l'électricité sur leur compétitivité. De ce fait, le coût de la transformation énergétique sera donc porté essentiellement par le secteur énergétique, qui la répercutera sur les ménages (plusieurs opérateurs ont augmenté leurs prix de vente de 5 à 7 % à partir du 1^{er} janvier 2012). Selon l'agence fédérale de l'énergie, la transition énergétique entraînera une hausse des prix de l'électricité des particuliers de + 20 % d'ici 2020.

Le développement des énergies renouvelables en Allemagne repose sur un système de soutien, mis en place en 1991, qui garantit aux producteurs d'électricité renouvelable un tarif d'achat préférentiel (pendant vingt ans) et un accès prioritaire au réseau. Le surcoût de ce système est, contrairement au cas de la France, intégralement supporté par les consommateurs particuliers et les PME, de façon à préserver la compétitivité des entreprises électro-intensives¹¹⁸. Il est estimé à 20,4 Md€ en 2013 (soit 53 €/MWh), en hausse de près de 50 % par rapport à 2012. Le tarif de l'électricité payé par un ménage allemand

¹¹⁸ La Commission européenne a décidé d'ouvrir une enquête sur ces exemptions dont bénéficient les gros industriels, considérant que ce régime dérogatoire qui a bénéficié à 1.700 entreprises correspond à une aide de 4 Md€. En 2014, cette aide devrait être de 5 Md€ bénéficiant de 2800 entreprises.

(247 €/MWh en 2011 et 263 €/MWh en 2013) est près de deux fois plus élevé qu'en France¹¹⁹.

Toutefois, la répartition inégale des coûts entre les agents économiques fait aujourd'hui l'objet d'une vive controverse : les gros industriels bénéficient d'allègements, afin de préserver leur compétitivité, ce qui renchérit de facto la facture des ménages, notamment les plus modestes.

Les énergies renouvelables ont incidemment contribué à la compétitivité de l'agriculture allemande

En 2007, les exportations agroalimentaires de l'Allemagne ont commencé à dépasser les exportations françaises, ce qui a été une surprise pour beaucoup d'observateurs. Le président de la FNSEA explique ainsi que, voulant comprendre la compétitivité de la filière porcine allemande par rapport aux difficultés de la filière française, les exploitants allemands lui ont montré les toits de leurs hangars recouverts de panneaux photovoltaïques chinois. L'obligation d'achat et le tarif généreux de l'électricité produite ont contribué à cet essor de la compétitivité agricole allemande.

Les subventions, accordées sous forme d'un prix garanti payé aux producteurs solaires pour chaque kilowattheure produit, associées au prix bas des panneaux solaires en provenance d'Asie, ont en effet suscité en Allemagne un véritable engouement pour le photovoltaïque, notamment auprès des agriculteurs. Il n'est en effet que de voyager en Allemagne pour observer les hangars couverts de panneaux. C'est pourquoi, actuellement, un agriculteur allemand a plusieurs activités : l'agriculture, l'élevage industriel mais aussi une implication dans les énergies renouvelables grâce à une installation photovoltaïque, au biogaz ou aux biocarburants¹²⁰.

En cumulé sur 20 ans (durée des contrats d'achat à tarif garanti), les coûts atteindront 150 Md€ sur la période 2012 à 2032, rien que pour les installations mises en fonction avant 2013. Ils continueront d'augmenter inexorablement, avec le développement de nouvelles sources d'énergies renouvelables, et ne pourront être maîtrisés qu'avec d'importants développements technologiques. Bien que ce gigantesque

¹¹⁹ Les ménages allemands consomment néanmoins 30 % moins d'électricité - différence liée au moindre rôle du chauffage électrique - si bien que leur facture d'électricité est en réalité 1,5 fois plus élevée.

¹²⁰ Ce modèle commence à être copié en France, comme le montre l'investissement de 51 M€ de la caisse des dépôts et consignations, dans le sud de la France, d'une douzaine de serres photovoltaïques surmontées de panneaux photovoltaïques d'une puissance totale installée de 22 MW. En profitant du tarif d'achat de 20,2 c€ garantis dur 20 ans, « ce modèle permet de redonner de la compétitivité au maraîchage très consommatrice de main-d'œuvre » (Les Echos, 28 août 2013).

projet industriel offre des opportunités significatives pour les entreprises allemandes, il présente des risques industriels et sociétaux certains et pose clairement la question de la soutenabilité du modèle économique de la transition énergétique allemande.

La situation de l'Allemagne est décrite en détail dans l'Annexe III qui développe aussi un parangonnage avec l'application du Paquet énergie climat dans d'autres pays européens : Royaume-Uni, Espagne, Italie, Suède et Danemark, ainsi qu'une analyse de la situation au Japon après Fukushima.

C - Une politique vertueuse en Allemagne peut en France nuire au climat, et réciproquement

1 - En France, le photovoltaïque à base de panneaux importés est négatif pour le climat

Une analyse chiffrée, développée dans l'annexe IV, montre que le carbone émis en Chine pour la fabrication des panneaux de silicium n'est pas compensé par les réductions d'émission réalisées pendant toute la durée de fonctionnement de systèmes photovoltaïques positionnés en France métropolitaine.

La fabrication du silicium est en effet énergétivore et utilise beaucoup d'énergie électrique qui, en Chine, est fortement carbonée en raison de l'utilisation massive du charbon. Certes, une fois assemblés dans des systèmes de production photovoltaïque, ils permettent d'éviter des émissions de CO₂. Toutefois, l'électricité étant très peu carbonée actuellement en France, la réduction des émissions sur une durée de vie de 25 ans du dispositif compense à peine les émissions produites pendant la fabrication.

À cet effet, vient se surajouter la nécessité d'adjoindre aux EnR des productions complémentaires carbonées de « *back-up* », de telle sorte que le bilan devient alors négatif pour l'environnement. Il faut noter que cette situation ne porte pas à conséquence sur les objectifs de la France dans le cadre du PEC puisque ces émissions sont comptabilisées en Chine.

Ceci conduit toutefois à un questionnement sur la pertinence, sinon la sincérité, des objectifs du Paquet énergie-climat vis-à-vis du climat. Ce débat entre le concept d'empreinte carbone des français qui continue à augmenter, et les émissions purement nationales qui diminuent, est détaillé dans l'annexe IV.

2 - Le véhicule électrique est pertinent en France, moins dans la plupart des pays de l'Union européenne

Aussi paradoxal que cela puisse paraître, les véhicules particuliers électriques ne présentent pas un bilan global, « du puits à la roue¹²¹», qui soit systématiquement à leur avantage par rapport aux autres modes de transport, notamment au véhicule thermique. En effet, si le véhicule électrique est nettement plus efficace énergétiquement que son équivalent thermique et produit donc moins de CO₂ à l'usage, il fait, toutefois, appel à une chaîne de production et de distribution d'énergie qui est moins efficace énergétiquement : le facteur CO₂ de la production d'électricité est l'élément sensible.

Quelles que soient donc les hypothèses retenues, en termes de réduction des émissions de CO₂ la voiture électrique est actuellement pertinente en France et dans les pays dont la production électrique est faiblement émettrice. Il est beaucoup moins évident qu'elle le soit ailleurs (cf. annexe IV).

CONCLUSION

Depuis 2005, les émissions de gaz à effet de serre ont baissé en France de plus de 13 %, pour atteindre 474 MteqCO₂ en 2011. L'objectif du protocole de Kyoto, stabilisation des émissions sur la période 2008-2012 par rapport à leur niveau de 1990 (559 MteqCO₂) sera donc largement dépassé. Toutefois, cette situation est le résultat d'évolutions contrastées selon les secteurs. Elle a, pour une large part, été obtenue, grâce à la réduction très nette par l'industrie des émissions de gaz autres que le CO₂ et en raison des conséquences de la crise économique. L'agriculture a également connu une baisse, d'ampleur limitée, du fait de la réduction des émissions de protoxyde d'azote et de meilleures pratiques culturales. Le secteur logement-tertiaire connaît surtout des fluctuations annuelles en fonction de la rigueur du climat, sans qu'une réelle tendance à la baisse puisse être dégagée. Enfin, le secteur des transports a connu une hausse de ses émissions de 1990 jusqu'en 2004, que la baisse enregistrée depuis lors n'a pas encore permis d'effacer.

En l'état actuel des prévisions, les objectifs 2020 en matière de réduction d'émission de GES et d'efficacité énergétique paraissent

¹²¹ L'expression « du puits à la roue » traduit le cycle sur lequel l'évaluation des consommations énergétiques ou émissions de CO₂ est observée. Ainsi, la partie de production et transformation d'énergie est prise en compte dans les comparaisons.

pouvoir être atteints. Il n'en demeure pas moins que ces prévisions sont faites sous des hypothèses volontaristes particulièrement fortes, voire, pour certaines irréalistes, notamment en matière de construction de logements et de rénovation thermique. Cela rend une telle prévision particulièrement fragile. De surcroît, une reprise économique significative et durable viendrait encore plus fragiliser la perspective de cette réalisation.

Le développement des énergies renouvelables a, au-delà de la « bulle » du photovoltaïque, connu un début de réalisation, davantage marqué pour l'électricité que pour la chaleur. Globalement, la proportion des énergies renouvelables a ainsi progressé depuis 2005, passant de 9,6 % à 13,1 % et est globalement en phase avec la trajectoire qui a été fixée. En revanche, avec 20,6 Mtep en 2011, au lieu des 22 Mtep qui étaient visées, les productions d'électricité et de chaleur de sources renouvelables (électricité et chaleur) affichaient un retard, en raison, notamment, du secteur de la chaleur.

Pour l'horizon 2020, du fait de ce retard, atteindre les objectifs, supposerait que l'accroissement de production annuelle d'énergie à réaliser d'ici là soit six fois ce qu'il a été entre 2005 et 2011 de l'électricité renouvelable et sept fois pour la chaleur renouvelable. Les productions supplémentaires à réaliser dans la plupart des filières sont ainsi, à l'exception de l'hydroélectricité, très importantes. Devant cette situation et au vu de telles tendances, l'atteinte des objectifs globaux pour 2020 apparaît difficile.

Quant à la situation des partenaires européens de la France, tous les Etats les plus importants de l'Union européenne voient leur intensité énergétique diminuer depuis 2000. Les moins émetteurs demeurent depuis 1990 la Suède et la France.

La politique allemande de transition énergétique, l'Energiewende, repose sur une sortie rapide du nucléaire et une accélération de la mise en œuvre des énergies renouvelables. L'Allemagne a ainsi été pionnière du développement des EnR au niveau mondial et la production d'électricité renouvelable y a été multipliée par six en quinze ans, au prix d'un investissement considérable dans les installations photovoltaïques et éoliennes. La contrepartie en est que, du fait de la nécessité de faire appel à des énergies de soutien pour faire face à l'intermittence des EnR, l'Allemagne a, de fait, renoncé à la priorité de diminution des émissions de CO₂, celles-ci connaissant désormais, au contraire, une hausse. Au total, l'Allemagne continue d'être un grand émetteur, 1,8 fois plus que la France par rapport à la richesse produite.

S'il est encore difficile d'en appréhender avec précision le montant, il apparaît néanmoins avec certitude que l'effort d'investissement requis par la transition énergétique sera considérable et devra porter sur plusieurs décennies. C'est ce que le récent «débat national sur la transition énergétique» a permis d'établir. Cet effort suppose, en effet, une augmentation des investissements consacrés à l'énergie que l'on peut estimer être, selon les différents scénarios retenus, comprise entre 0,5 et 2 points de PIB. Par rapport à la situation actuelle et aux 37 Md € aujourd'hui consacrés aux investissements énergétiques, ceci représente, en effet, un accroissement, variant entre + 30 % et un doublement.

Il convient, au demeurant, de souligner qu'un tel effort d'investissement ne se traduit ni nécessairement ni mécaniquement par la structuration de filières industrielles durables permettant de déboucher sur des créations d'emplois importantes. Le développement ou la consolidation d'une filière industrielle supposent que des conditions soient impérativement réunies, - loyauté de la concurrence internationale, stabilité des règles et des incitations, délai de mise en place d'une capacité de production, notamment - qui ne se limitent en rien à l'investissement, même massif, dans les biens qu'elles sont appelées à produire. L'investissement dans la transition ne saurait ainsi en lui-même passer pour le substitut d'une politique industrielle qui demeure ainsi indispensable.

Chapitre V

Incertitudes et défis

La mise en œuvre du Paquet énergie climat a révélé un ensemble de problématiques, en France et en Europe, qui, si elles ne mettent pas toutes en péril l'atteinte des objectifs du Paquet, doivent être considérées attentivement pour ses suites au-delà de 2020.

I - Modèles de simulation : une grande incertitude

Par sa nature même, la transition énergétique oblige à considérer des transformations profondes et une temporalité longue. Dans de telles conditions, choisir et décider, rend indispensable l'utilisation d'outils de modélisation. Leur objet est d'ailleurs ici bien moins de prévoir, que de simuler des situations économiques diversifiées et des scénarios contrastés permettant de comparer plusieurs possibles au regard des conditions qu'ils requièrent (l'investissement notamment), comme de leurs effets (emploi, balance extérieure, etc.).

Force est, aujourd'hui, de constater que les instruments existants sont, soit encore trop limités en regard de ce qu'ils permettent de prendre en compte, soit encore balbutiants (Cf. annexe VIII pour une présentation plus détaillée de cette analyse). En effet, les instruments actuellement disponibles relèvent, pour l'essentiel, d'une approche essentiellement physique, dite « technico-économique », ou encore « bottom up », qui ne s'articule que partiellement avec le champ économique.

A - La prévalence des modélisations « technico-économiques ».

1 - À propos des modèles technico-économiques.

Dans son analyse des scénarios de réduction d'émissions de GES¹²², le Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED) a examiné les neuf scénarios alors existants, n'en retenant que six¹²³ pour cause de « manque de données accessibles » pour les trois autres.

Ces modèles ont pour objet de figurer le réel à partir d'une représentation supposée fine, en l'occurrence celle du système énergétique. Aussi, donnent-ils « une description physique des technologies, des flux d'énergie et des équipements, le reste de l'économie étant exogène ». Le CIRED qualifie ces modèles de « technico-économiques » et, de façon plus imagée, de « modèles d'ingénieur ». À l'inverse, les modèles macroéconomiques « se concentrent sur la représentation de l'ensemble des interactions au sein de l'économie », en contrepartie, ils ne disposent que « d'une représentation très agrégée du système énergétique ».

À ces deux types opposés, s'ajoutent des modèles intermédiaires, qui s'efforcent de les hybrider pour « *capter les interactions entre les systèmes énergétiques et les mécanismes économiques.* »

Au terme de cette analyse, le CIRED conclut que « finalement, parmi ceux existants, seuls trois scénarios reposent véritablement sur des modèles formalisés ».

De surcroît, outre la prévalence générale de la démarche « d'ingénieur » ainsi constatée, dans l'autre moitié des scénarios faisant peu ou prou appel à des mécanismes économiques de quantification, aucun n'autorise un « bouclage », qui permettrait de faire complètement le tour du circuit économique et ainsi d'évaluer les besoins d'investissement, leur possible financement par la baisse de la facture énergétique, ni même leurs conséquences sur l'emploi.

¹²² Scénarios de réduction d'émissions de gaz à effet de serre pour la France, Centre international de recherche sur l'environnement et le développement, S. Mathy, R. Bibas, mai 2010. Outre l'analyse détaillée de ces différents scénarios, le lecteur intéressé trouvera à la fin de cette étude une abondante et très complète bibliographie sur le sujet de la modélisation en matière de transition énergétique. Il y trouvera en particulier les présentations des différents modèles qui sont ici évoqués.

¹²³ Soient : Négawatt 2006, Négatep, Enerdata, Prévot, MIES (ce scénario retrace cinq visions énergétiques distinctes), Syrota.

Outre le fait que tous ces scénarios ne prennent en compte que les seules émissions de CO₂, ce qui est déjà en soi une limitation sérieuse, « les méthodologies de modélisation utilisées sont, pour la plupart, assez sommaires et relèvent plus de l'analyse de données que d'une réelle modélisation (...). Sans prise en compte de l'évolution du prix de l'énergie ou du prix du carbone nécessaire pour répondre à cette contrainte (...), ils ne donnent qu'une représentation très incomplète des contraintes et dynamiques économiques. »

La Cour partage la conclusion que tire le CIRED de son analyse : « Aucun de ces scénarios ne s'appuie sur des modèles d'équilibre général permettant de prendre en compte les rétroactions de l'évolution du secteur énergétique sur l'économie. »

2 - Les limites de l'approche : l'exemple des scénarios du « RMS »

Ces limites sont aussi celles qu'il faut opposer à l'exercice réalisé chaque année par le ministère chargé de l'écologie et destiné à la Commission de Bruxelles. En effet, les scénarios prospectifs retenus pour le rapport sur les mécanismes de surveillance⁵¹ (RMS), qui permettent de donner l'image prospective des émissions de la France à l'horizon 2020 et rendent officiellement compte de sa politique, s'appuient précisément sur ces instruments.

La direction générale de l'énergie et du climat a lancé en 2012 un exercice intitulé « scénarios prospectifs »¹²⁴, qu'elle pilote, conjointement avec le commissariat général au développement durable (CGDD) et l'ADEME. L'exercice a permis de fournir des projections de consommations d'énergie, d'émissions de gaz à effet de serre et de polluants à l'horizon 2020. Il modélise les émissions de la métropole, des DOM et pays et territoire d'outre-mer et traite pour la première fois des trois volets de la prospective énergie, climat et Air de manière intégrée. Pour mener cet exercice, le MEDDE a fait appel à un consortium afin d'assurer des projections de référence cohérentes sur le plan méthodologique entre les approches énergétiques, climatique, et de la qualité de l'air et afin d'obtenir une meilleure cohérence des hypothèses, des méthodes de modélisation et des résultats :

¹²⁴ Le détail de ces scénarios est décrit dans « Scénarios prospectifs énergie-climat-air de référence pour la France à l'horizon 2030, Rapport sur les hypothèses –version finale », Enerdata, Energies demain, Seureco Erasme, CITEPA, Armines, janvier 2013.

- le bureau d'étude Enerdata a assuré la mise en œuvre de la modélisation des scénarios énergétiques ;
- le Réseau de transport d'électricité (RTE) a participé à la modélisation du secteur électrique ;
- l'Institut français du pétrole-Energies nouvelles (IFP Energies Nouvelles) a traité de la modélisation de l'approvisionnement pétrolier ;
- le CITEPA (Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique), qui réalise également les inventaires d'émissions GES et polluants de la France, a assuré la modélisation des émissions de gaz à effet de serre et des polluants atmosphériques, de manière conforme à la méthodologie d'inventaire national ;
- le Centre d'études prospectives Paris ARMINES, qui réalise les inventaires des fluides frigorigènes et de leurs émissions dans les équipements frigorifiques et de climatisation au niveau mondial, a traité de la modélisation des émissions fluides frigorigènes;
- le bureau d'étude Énergies Demain a enfin apporté ses compétences en matière de modélisation « *bottom-up* » et sa connaissance fine du fonctionnement du modèle SceGES pour élaborer les rapprochements méthodologiques entre les différentes modélisations utilisées ;
- l'équipe ERASME, associée à l'exercice pour la première fois, en charge des aspects macroéconomiques des projections.

Enfin, cet exercice a fait l'objet d'une consultation des services des ministères concernés. Ainsi, tout au long de l'exercice, des comités de pilotage sectoriels de validation des hypothèses et de présentation des résultats ont été organisés en partenariat avec les experts concernés.

Le cadrage macroéconomique a été réalisé avec l'aide des équipes ENERDATA et ERASME, sur la base d'un rapport produit par l'équipe ERASME pour le centre d'analyse stratégique (CAS) : « Les secteurs de la nouvelle croissance ».

Quels que soient l'intérêt et l'utilité d'une démarche, - qui n'a, au demeurant, été engagée que très récemment -, qui vise à associer une aussi grande pluralité d'expertises, il ne faut pas pour autant accepter de confondre l'addition des points de vue et la difficile tentative de mise en phase de cette diversité, avec la cohérence inhérente à un bouclage macroéconomique.

3 - Les évaluations issues des travaux du CNDTE

Dans le cadre du débat national sur la transition énergétique, le groupe de travail N° 2 a été constitué pour traiter de la question du « mix et scénarios énergétiques ». Confirmant ainsi l'analyse précitée du CIRED, son rapport¹²⁵ débute par le constat qu'il n'y a « pas d'outils de prospective utilisables pour produire de nouvelles trajectoires », et que cette situation a, en conséquence, déterminé le « choix de travailler à partir des scénarios existants » et de « regarder tous les scénarios disponibles (même si leur périmètre, leur horizon, leurs objectifs n'entrent pas dans le cadre) ». Il y a bien ainsi un constat largement partagé que dans la panoplie aujourd'hui disponible, il y a une carence d'outils utilisables.

C'est pourquoi, comme il l'indique, le groupe s'est attaché à un « travail d'analyse des scénarios, mais pas d'évaluation respective ni de sélection » distinguant ainsi quatre grands types de trajectoires différentes :

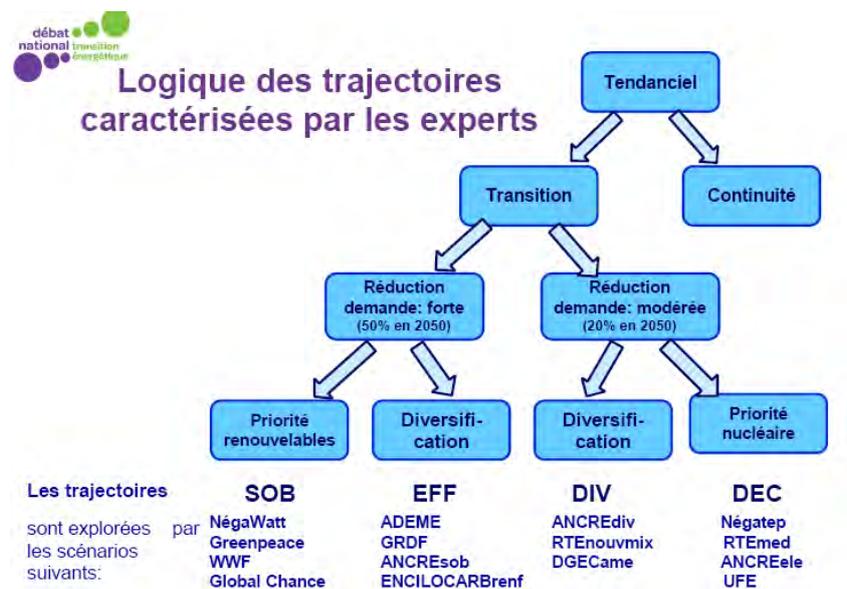


Figure 26. Logique des trajectoires suivant les scénarios (Source : CNDTE)

¹²⁵ Rapport du groupe de travail n° 2, « Mix et scénarios énergétiques », M. Ardit, R. Durdilly, conseil national du débat sur la transition énergétique, séance plénière du 23 mai 2013.

Toujours dans le cadre du débat, un autre groupe de travail, le n° 4, a été constitué afin de donner un contenu à la question du financement de la transition énergétique. Son rapport¹²⁶ a été remis au début en juin 2013 et ses conclusions sont publiques. Elles ne seront pas reprises ici autrement que sous la forme d'un examen des limites des procédures, supposées de modélisation, qui leur sont sous-jacentes. Seule la méthodologie de la démarche est ici examinée.

Le groupe de travail s'est attaché à évaluer l'état des lieux des investissements énergétiques actuels.

IL s'est appuyé sur une modélisation du groupe des experts par grand secteur d'activité selon les trajectoires analysées par le conseil national du débat. En termes de bénéfices attendus, il s'est attaché prioritairement à quantifier l'impact de la mise en œuvre de ces trajectoires sur la facture énergétique extérieure.

Au-delà de ce travail sur le solde net pour la nation, une autre solution aurait consisté en une modélisation ex-ante plus globale de l'impact macroéconomique, dont celui sur l'emploi des investissements mis en œuvre. Celle-ci n'a pas pu être envisagée en raison des délais très contraints, mais devrait être mise en œuvre rapidement à l'issue du débat.

La simultanéité des élaborations de scénarios avec celle des évaluations n'a pas permis d'approfondir tous les recoupements sectoriels ni les scénarios complémentaires qui pourraient être souhaités. Par ailleurs, tous les secteurs n'ont pas pu être analysés avec autant d'outils et d'informations que le secteur électrique et le résidentiel tertiaire. En particulier, les implications des différents scénarios en matière d'infrastructures de transport (routier, ferroviaire, notamment) n'ont pas pu être estimées de manière satisfaisante dans les délais impartis. En outre, conformément, à la demande du groupe, il s'agit d'une estimation de coûts d'investissement et non de coûts de fonctionnement. Les investissements sont bruts, non actualisés et sans frais financiers.

Par conséquent, les résultats obtenus par ces calculs, s'ils permettent de positionner les grandes options les unes par rapport aux autres, ne constituent pas des tableaux opérationnels complets de chacune des trajectoires. Ceci demanderait des travaux ultérieurs en étroite coordination entre les experts des différents groupes de travail. Ces chiffres doivent être considérés avec une certaine prudence ».

¹²⁶ « Quels coûts, quels bénéfices et quel financement de la transition énergétique ? », Rapport du Groupe 4, B. Leclair, M. Orphelin, Ph. Rosier.

Ainsi, les outils aujourd'hui disponibles sont bel et bien défailants : ce sont des scénarios élaborés avec attention par des experts informés, mais on ne peut les confondre avec une modélisation.

B - L'exemple d'une modélisation macroéconomique : la « vision » ADEME/OFCE 2030-2050

Si, les modèles « bottom up » échouent donc à offrir une vision suffisamment englobante et cohérente, force est de constater que la modélisation macroéconomique n'est jusqu'à présent que très peu utilisée dans le débat sur la transition énergétique¹²⁷. Ce n'est pourtant pas faute que nombre de travaux¹²⁸, notamment universitaires¹²⁹, aient tenté d'explorer ce domaine. Il reste que ce n'est que récemment, en 2008, que l'ADEME a passé convention avec l'Observatoire français des conjonctures économiques (OFCE) pour développer une modélisation dédiée à l'évaluation macroéconomique des effets de moyen et long terme des politiques d'environnement et de transition énergétique. La publication très récente des caractéristiques du modèle « Three-ME »¹³⁰ ainsi construit et des simulations réalisées offre l'occasion d'un premier examen des principales indications ainsi fournies.

¹²⁷ On peut à ce propos, citer l'initiative de l'Ecole polytechnique fédérale de Lausanne de mettre à la disposition du public helvétique, un site internet avec une modélisation simplifiée permettant à tous les citoyens de faire varier les paramètres de la transition énergétique.

¹²⁸ Par exemple, la direction générale du Trésor a publié en 2010 les résultats d'une simulation des effets du Grenelle de l'environnement, réalisée avec son modèle « Mésange ». Cf. « Impacts macroéconomiques du Grenelle de l'environnement », Documents de travail de la direction générale du Trésor, N° 2010/06, décembre 2010. Cette analyse a montré qu'à court et moyen terme la croissance et l'emploi sont stimulés par les investissements requis. En revanche, au-delà de 2020, la fin de ces investissements, ainsi que « la hausse des prix et celle des prélèvements obligatoires nécessaires à leur financement annulent les gains économiques du Grenelle ».

¹²⁹ Le lecteur intéressé trouvera dans la publication précitée du centre international de recherche sur l'environnement et développement une bibliographie sur ce sujet.

¹³⁰ Pour une présentation détaillée du modèle: « *A full description of the three-ME model : Multi-sector Macroeconomic Model for the evaluation of environmental and energy policy* », G. Callonec & al, OFCE, 1^{er} mars 2013, téléchargeable sur le site de l'Observatoire français des conjonctures économiques.

Ce modèle a été utilisé pour simuler trois scénarios élaborés par l'ADEME¹³¹ et les comparer à un scénario de référence.

Des principaux résultats économiques du scénario « médian », pour l'essentiel et à titre illustratif, on retiendra à qui suit :

- Sur la production, les effets récessifs, - baisse de la production d'énergie, hausse du coût de l'électricité, augmentation de la fiscalité et des dépenses liées à l'environnement-, sont plus que compensés, même si c'est très faiblement, par les effets expansionnistes - hausse de l'emploi, amélioration de la balance commerciale du fait de la baisse de la facture énergétique. Ces gains de PIB sont quasiment comparables d'un scénario à l'autre. Ce qui s'explique par la diminution du poids du secteur de l'électricité et la relative convergence des prix du nucléaire et des renouvelables.

Tableau n° 34 Evolutions du PIB dans le scénario de référence et le scénario médian

100= 2006	2020	2030	2040	2050
Scénario référence	129	155	185	222
Scénario médian	131	158	190	229

Source : contribution de l'ADEME à l'élaboration des missions énergétiques 2030-2050- ADEME, 24 juin 2013

- S'agissant de l'emploi, si le scénario médian est plus favorable que celui de référence, puisqu'il aboutit à la création de quelque 825 000 emplois de plus que ce dernier à l'horizon 2050, cette progression plus rapide ne se manifeste toutefois que lentement. La différenciation entre les scénarios reste relativement limitée, et est d'autant plus positive que l'importance du nucléaire dans le mix électrique est faible et celle des EnR forte.

¹³¹ Pour une présentation détaillée des hypothèses des différents scénarios : « L'exercice de prospective de l'ADEME « Vision 2030-2050 », document technique, juin 2013. Pour une présentation d'ensemble des résultats : « Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050 », ADEME, 24 juin 2013.

Tableau n° 35 Evolutions de l'emploi dans le scénario de référence et le scénario médian

100= 2006	2020	2030	2040	2050
Scénario de référence	106,2	110,8	115,4	120,2
Scénario médian	107,1	112,1	118,0	123,5
Ecart en valeur absolue(en milliers)				
Haut/référence				+690
Médian/référence	+215	+330	+650	+825
Bas/référence				+874

Source : contribution de l'ADEME à l'élaboration des missions énergétiques 2030-2050- ADEME, 24 juin 2013

- Pour ce qui est du commerce extérieur, après s'être accru dans une première phase, le déficit diminue ensuite dans tous les cas de figure à partir de 2030, du fait du changement de rythme de la transition qui est présumé à compter de cette date.
- S'agissant des investissements des secteurs liés à la transition énergétique¹³², l'effort à réaliser apparaît devoir être véritablement considérable dans tous les cas de figure, notamment du fait de l'inéluctable arrivée à fin de vie des centrales nucléaires au cours de la période, quelle que soit leur durée d'exploitation. Compte tenu des incertitudes de la projection, cet effort, qui est d'autant moins important que la part du nucléaire demeure forte, ne diffère toutefois que de façon relativement limitée, tant entre les trois scénarios qu'avec le scénario de référence.

II - La spécificité démographique française

Au-delà de la spécificité de son mix électrique, la France se signale également par une démographie atypique en Europe. Avec l'Irlande, le pays le plus fécond de l'Union européenne, la France connaît en effet un taux de fécondité nettement plus élevé que ses voisins. Ces deux pays sont ainsi les deux seuls de l'Union à actuellement parvenir à renouveler leurs générations.

¹³² Soient : automobiles, transports collectifs, combustibles fossiles, énergies renouvelables, centrales nucléaires, centrales thermiques, bâtiments.

S'il s'agit d'un atout pour le pays, cette configuration particulière n'a pas été prise en compte dans la définition des objectifs de réduction de GES retenus par le Paquet énergie-climat.

Pour ces les objectifs de réduction des émissions de GES, le rôle de la croissance démographique est mis en évidence lorsque l'on analyse les émissions (par secteur ou globalement) de GES comme le produit de rapports liant la population totale, le PIB par personne, l'intensité énergétique (par rapport au PIB) et l'émission de GES par unité de PIB.

Si on admet que le PIB par personne ne doit pas décroître, les émissions de GES vont être une fonction directe de la croissance de la population. L'atteinte d'un objectif global de réduction des émissions, comme celui du PEC, est donc d'autant plus difficile à réaliser et suppose d'autant plus d'efforts d'efficacité énergétique que la croissance de la population est forte.

Les projections de l'Insee ont, jusqu'à présent, toujours été revues à la hausse, les hypothèses de fécondité, de mortalité et de solde migratoire ayant en effet régulièrement évolué dans le sens d'une accélération de l'augmentation de la démographie française.

Ainsi l'étude intitulée en 2005 « projections de population pour la France métropolitaine à l'horizon 2050 »¹³³ prévoyait pour 2020 une population de près de 63,726 millions d'habitant en 2015, chiffre quasiment atteint au 1^{er} janvier 2013 (63,703 millions). Selon l'étude précitée de l'Insee, la France devrait atteindre (et si la tendance actuelle se poursuit, peut-être dépasser) les 65 millions d'habitants en 2020, soit un gain de près de 9 millions de personnes en trente ans.

¹³³ I. Robert-Dolée, division Enquêtes et études démographiques, Insee : « Projections de population pour la France métropolitaine à l'horizon 2050 », 2005.

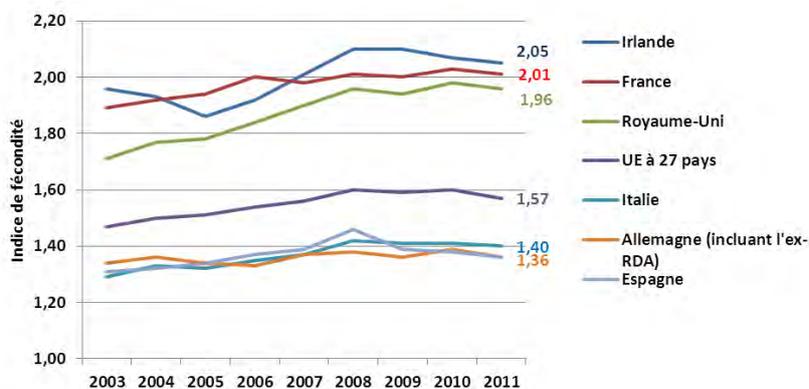


Figure 27. Taux de fécondité d'une sélection de pays de l'Union Européenne 2003-2011 (Source : Eurostat)

Cette spécificité démographique est particulièrement marquée par rapport à l'Allemagne : depuis la guerre, la fécondité française est toujours restée supérieure à la fécondité allemande¹³⁴. En 13 ans, de 2007, date des négociations du Paquet climat-énergie, à 2020 la population de la France devrait croître de 6 %, alors que l'Allemagne devrait parcourir un chemin inverse.

Depuis le début des années 2000, l'écart s'est élargi, pour atteindre, en 2011, 678 000 naissances en Allemagne contre 828 000 en France, soit 22 % de naissances en plus. D'après les projections démographiques retenues par la Commission européenne¹³⁵, l'Allemagne devrait perdre ainsi plus de 15 millions d'habitants d'ici 2060, quand la France en gagnerait près de 9. Entre 2040 et 2045, les deux pays pourraient avoir des populations identiques (environ 73 millions d'habitants), les taux d'immigration nets retenus pour les deux pays par la Commission contribuant à l'horizon 2060 à augmenter la population de l'ordre de 6 % pour les deux pays.

Il n'apparaît pas que ce facteur ait été pris en compte d'une quelconque façon dans la détermination des objectifs du Paquet climat-énergie par pays, alors même qu'une telle divergence d'évolution ne saurait être sans conséquences sur les émissions respectives de GES

¹³⁴ L. Duboys Fresney : "France Allemagne", le grand écart démographique", OFCE, 28 septembre 2012.

¹³⁵ « The 2012 ageing report », European Economy 2/2012.

III - Le bouleversement du contexte énergétique

Conçu dans une période de croissance¹³⁶ et de relative stabilité de la donne énergétique mondiale, le Paquet énergie-climat a rapidement été confronté à une série d'événements inattendus : la crise économique et l'impact de l'accident de Fukushima¹³⁷, mais aussi l'irruption de l'exploitation des gaz non conventionnels aux Etats-Unis, combinés aux premiers effets indirects de l'afflux des énergies renouvelables.

A - La crise économique

La crise qui atteint l'Europe à partir de 2008 s'est traduite par un ralentissement considérable de la croissance de son PIB¹³⁸, qui passe, pour la zone euro, de 2,9 % en 2007 à 0,4 % en 2008 puis à - 4,4 % en 2009 avant de se rétablir à un taux qui reste toutefois largement inférieur à celui d'avant crise. Cette évolution est également constatée en France.

Ce ralentissement a tout particulièrement touché la production manufacturière¹³⁹, au sein de laquelle se situent, dans l'hexagone, les secteurs les plus émissifs : 12 branches sur 14 étant ainsi touchées, seuls les matériels de transport hors automobile et les produits informatiques et optiques faisant exception.

S'il est difficile d'établir avec certitude une détermination directe entre le repli de la production et la baisse des émissions de gaz à effet de serre de la plupart des secteurs industriels concernés, le phénomène reste néanmoins trop important pour ne pas avoir fortement touché les émissions de ces secteurs.

¹³⁶ Entre 2004 et 2007, l'Union européenne des 27 pays membres connaît une croissance moyenne de 2,35 % de son PIB (taux par habitant en volume, prix 2005). Source : Eurostat.

¹³⁷ La situation propre au Japon est développée dans l'annexe IV, consacrée au parangonnage international.

¹³⁸ <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=fr&pcode=tec00115>

¹³⁹ Cf. JF. Eudeline, G. Sklénard, A. Zakhartchouk : « L'industrie en France depuis 2008 : quelles ruptures ? », Département de la conjoncture, Insee, déc. 2012.

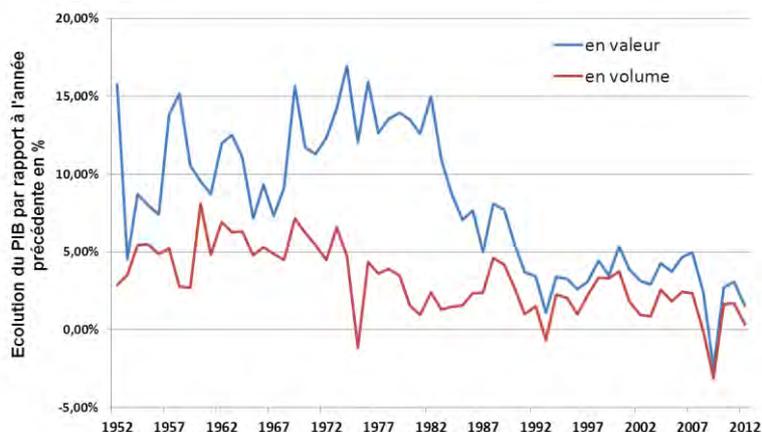


Figure 28. Evolution du PIB en France 1952-2012 (Source : Cour des comptes d'après les données de l'Insee)

Cette baisse des émissions a ainsi largement aggravé les dysfonctionnements du système d'échange de quotas européen, déjà affaibli par le développement des énergies renouvelables, les normes et les premiers efforts d'efficacité énergétique. Il en a résulté une surabondance de quotas sur le marché européen, entre 1,3 et 1,5 MdtCO₂ pour la période 2013-2020.¹⁴⁰

Au-delà de cette baisse mécanique des émissions et de son impact sur le système d'échange de quotas européens, la crise a enfin très probablement entraîné un ralentissement ou, à tout le moins un report des investissements nécessaires à l'accroissement de l'efficacité énergétique dans de nombreux secteurs, par ailleurs peu encouragé par un prix du carbone extrêmement bas.

En mai 2009, un rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) annonçait ainsi une prévision de baisse des investissements dans ce secteur de l'ordre de 38 % pour 2009.

Par ailleurs, la baisse sensible du cours des énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) au cours des années 2008-2011 a contribué à diminuer momentanément la rentabilité des investissements dans les énergies renouvelables, mouvement qui, à son tour, a entraîné un retrait des investisseurs.

¹⁴⁰ Estimations de la Commission européenne et de CDC Climat en 2013. Cf, infra : « Le SCEQE peine à faire émerger un signal prix du carbone significatif ».

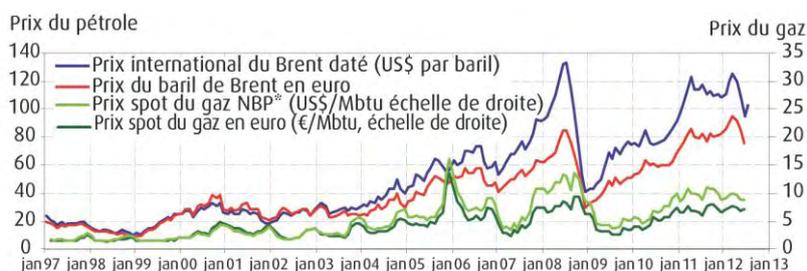


Figure 29. Prix mensuels des principales énergies fossiles. (Source : SOeS d'après Insee. Comptes annuels Base 2005)

Au total, le contexte budgétaire et économique beaucoup plus contraint a largement pesé sur les investissements, publics et privés, dans les installations fonctionnant à partir d'énergies renouvelables.

B - L'Europe déstabilisée par l'exploitation des gaz non conventionnels aux Etats-Unis

1 - L'essor des hydrocarbures non conventionnels aux Etats-Unis : changement durable ou éphémère ?

Un nouveau paramètre imprévu est en effet apparu, qui a changé la donne du charbon : l'essor des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis a profondément modifié les perspectives des énergéticiens.

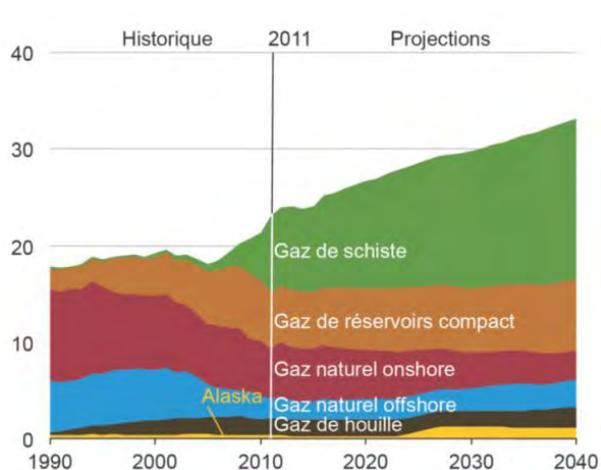


Figure 30. Production de gaz aux États-Unis 1990- 2011 et prévisions 2040 en « trillions de pieds cube » (Source : Annual Energy Outlook, avril 2013)

La question qui se pose est celle de sa durée. Les perspectives qu'envisage le département de l'énergie des États-Unis (DOE) conduisent à penser qu'il pourrait bien être durable.

Avec la mise en exploitation des hydrocarbures non conventionnels, aux États-Unis pour l'instant, dans d'autres pays vraisemblablement demain, le concept de pic de production vient sans doute de reculer de plusieurs décennies.

C'est pourquoi, les scénarios macro-économiques pourraient bien comporter une erreur majeure s'ils devaient ne retenir pour seule hypothèse une hausse continue du prix des énergies fossiles pour les prochaines décennies. Devant pareille situation, il serait avisé de définir aussi des scénarios utilisant des chroniques de prix de l'énergie sensiblement revues à la baisse.

2 - Europe : le charbon substitué au gaz pour produire de l'électricité

Depuis que l'Allemagne a décidé de sortir du nucléaire, l'utilisation du charbon a été relancée outre-Rhin. Peu cher, il permet de compenser à faible coût la production aléatoire des énergies renouvelables. La production d'électricité à base de lignite coûte seulement de l'ordre de 30 € le MWh, soit 5 à 10 € de moins qu'une

centrale à charbon traditionnelle et 30 € de moins qu'une centrale à gaz¹⁴¹. Avec des cours qui ont chuté de 60 à 40 € par MWh en deux ans sur le marché spot du fait de la crise économique et des surcapacités créées par le développement massif des énergies renouvelables en Europe, l'équation financière penche en faveur de la lignite, au détriment¹⁴² des objectifs environnementaux du Paquet climat-énergie. En 2012, la lignite et la houille représentaient 45 % de la production d'électricité allemande, le double des énergies renouvelables.

De ce fait, les émissions de CO₂ des installations allemandes assujetties au marché européen des émissions carbone ont augmenté en 2012, atteignant 452 MtCO₂. Si cette hausse s'explique en partie par une reprise industrielle allemande, qui a entraîné une hausse globale de la consommation d'électricité du pays, elle est aussi due à la progression de la production électrique des centrales à charbon (267 TWh, en augmentation de + 4 % par rapport à 2011) aux dépens du gaz (70 TWh, en baisse de 16 % par rapport à 2011). Au total, de 2011 à 2012, les émissions de CO₂ ont crû en Allemagne de 2 %, passant de 798 à 814 MtCO₂.

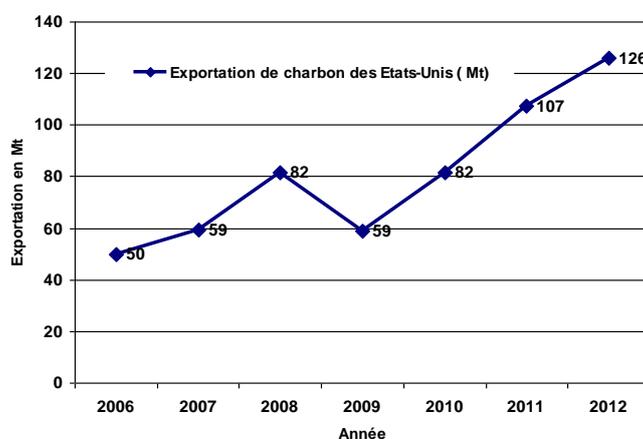


Figure 31. Evolution 2006-2012 des exportations de charbon des Etats-Unis. (Sources : Cour des comptes d'après U.S. Dept. of Commerce »)

Se surajoutant aux précédents éléments, les importations de houille augmentent très sensiblement actuellement en Europe. Elles sont en

¹⁴¹ Les Echos, 24 mai 2013.

¹⁴² Un MWh d'électricité produit à partir de lignite émet plus de 1 kg de CO₂, la houille 0,9 kg et le gaz 0,4 kg. Cf. « Guide des facteurs d'émission », l'ADEME.

provenance des Etats-Unis, où le développement massif des gaz non conventionnels y a fait baisser le prix du gaz jusqu'à 3 \$/MBtu¹⁴³, le rendant même plus compétitif que le charbon pour les centrales électriques¹⁴⁴. C'est ainsi que, de 2011 à 2012, les importations de charbon ont crû de 53 %, en Italie, de 26 % aux Pays-Bas et de 11 % pour l'Allemagne. La France, a connu un mouvement de sens identique, bien que beaucoup moins élevé, puisque cette augmentation n'a été que de 1,9 %.

Alors que la sortie du nucléaire en Allemagne aurait dû conduire à y favoriser l'essor des centrales à gaz, capables de compenser très rapidement les variations de production inhérentes aux énergies renouvelables, c'est l'inverse qui s'est produit : en 2012, leur production a chuté de 27 % en Allemagne. Cette fermeture de centrales à gaz, modernes et moins émettrices de CO₂, est générale en Europe.

3 - La croissance des EnR en Europe s'est accompagnée d'un accroissement des émissions de CO₂ et d'une déstabilisation des centrales à gaz

Du fait de l'obligation d'achat, le caractère fatal de la production des énergies renouvelables crée une distorsion sur le marché de l'énergie en Europe.

En principe, afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, les centrales sont démarrées dans l'ordre croissant de leur coût marginal de production (interclassement, ordre de mérite ou « *merit order* »), jusqu'à satisfaction de la demande.

L'émergence des installations de production d'énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) bénéficiant à la fois de la garantie d'achat prioritaire devant toutes les autres productions, de raccordement au réseau écoulant leur production, à coût marginal de production¹⁴⁵, et ceci quel que soit l'état de la demande, impacte cet équilibre. En situation de surproduction, les centrales thermiques doivent en effet être arrêtées, ce qui affecte fortement leur rentabilité.

¹⁴³ Soit l'équivalent d'approximativement 20 \$ le baril de pétrole.

¹⁴⁴ La nouvelle politique annoncée le 25 juin 2013 aux Etats-Unis par le président Obama pourrait venir amplifier ce phénomène, car elle vise à diminuer les émissions de CO₂ des centrales électriques, en particulier celles fonctionnant au charbon.

¹⁴⁵ Compte-tenu de la prise en charge de la différence entre le prix de marché et le coût de production des EnR par la charge de service public de l'électricité, en pratique le gestionnaire de réseau achète cette électricité au prix du marché. Le coût marginal de celle-ci est donc inférieur au coût de revient des centrales à énergies fossiles.

L'ordre de mérite, déjà bouleversé par l'obligation d'achat des énergies renouvelable intermittentes, subit en plus une interversion entre le gaz et le charbon pour la production d'électricité, à la suite de la baisse des cours du charbon en Europe. C'est ainsi que, par exemple, l'Allemagne comme les Pays-Bas, utilisent désormais, dans l'ordre, la lignite, puis la houille, le gaz venant seulement après, à un coût marginal désormais nettement plus élevé. La faible utilisation des centrales à gaz peu émettrices de CO₂ (centrale à cycle combiné, dite aussi CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*)) qui en résulte aboutit, *in fine*, à un arrêt des investissements qui pourrait mettre en péril la sécurité énergétique de l'Europe.

C'est ce contexte particulier de recours accru à des solutions de « *back-up* » à base de charbon, qui a conduit à une situation paradoxale de recarbonation de l'énergie électrique : si le mix énergétique de l'Union européenne est de plus en plus alimenté par les EnR, ces dernières impliquent un accroissement de la production de complément, qui elle-même, dans les conditions actuelles, conduit à un appel plus important au charbon, au détriment du gaz moins émissif en CO₂.

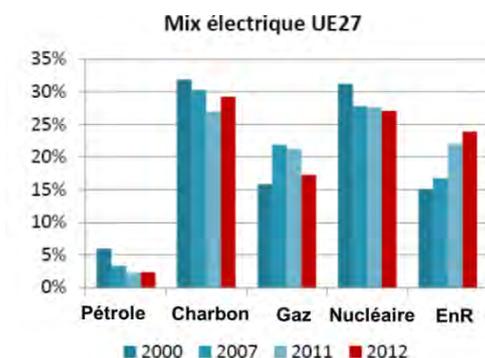


Figure 32. Variations du mix électrique de l'Union européenne
(Données Enerdata)

L'utilisation du charbon est revenue en 2012 à son niveau de 2007, quand celle du gaz régresse et se rapproche de son niveau de 2000.

Au total, la situation de l'Allemagne pesant sur celle de l'Union européenne., l'utilisation du charbon annule quasi totalement l'impact des EnR sur les émissions de CO₂, la décroissance de ces dernières suivant dorénavant la décroissance de consommation d'énergie.

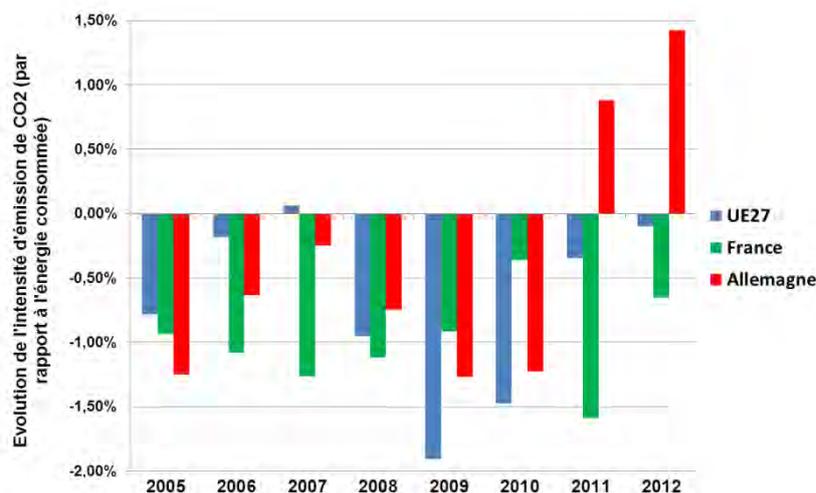


Figure 33. Evolution de l'intensité en émission de CO₂ de la consommation énergétique (variation du rapport des émissions sur l'énergie consommée). (Source : Enerdata 2013)

Cette situation est amplifiée par l'absence de moyens de stockage à grande échelle de l'électricité.

IV - La question de l'intermittence et du stockage

A - L'intermittence : un problème sous-estimé

1 - Une déconnexion entre puissances et énergie produite

Les sources classiques d'énergie sont toutes stockables et comparables : on peut mesurer leur pouvoir calorifique, au moyen d'une unité commune (le Tep ou le kWh) et on connaît leur coût d'obtention. Il en va tout autrement en ce qui concerne l'électricité. En effet, avant d'être mesurable en tant que quantité d'énergie, l'électricité l'est en tant que puissance. Déployée pendant un certain temps, une puissance électrique (exprimée en kilowatts, kW) fournit une quantité d'énergie (exprimée en kilowattheures, kWh). Ainsi, sans perte et en fonctionnant une année en continu, un kW de puissance installée est théoriquement supposé fournir 1 kW x 365 jours x 24 heures, soit 8760 kWh.

La réalité est bien sûr très loin de vérifier un tel rendement et aucune source utilisée pour produire de l'électricité ne parvient à

fonctionner ainsi à pleine charge en permanence. Le facteur de charge, rapport entre le chiffre réel d'électricité produite par une source et son montant théorique compte tenu de la puissance installée, mesure cette différence.

Or les EnR intermittentes introduisent une véritable rupture par rapport aux niveaux constatés avec les autres sources jusqu'à présent utilisées. En effet, alors que, au-delà des aléas conjoncturels, le nucléaire a un facteur de charge qui est de l'ordre d'un peu moins de 80 %, l'éolien terrestre reste, en France, très sensiblement en deçà des 20 %, le photovoltaïque étant, pour l'instant aux alentours de 10-13 %. Si l'hydroélectricité a un facteur de charge qui n'est que de 25 %, cette puissance est, pour l'essentiel, un stockage, commodément mobilisable et non un « fil de l'eau », autrement dit un flux, qu'il faut, comme avec les EnR, absorber.

Tableau n° 36 Le facteur de charge des principales sources d'électricité, (France, 2007-2011)

	2007	2008	2009	2010	2011
Solaire Photovoltaïque*	16 %	8 %	10 %	11 %	12 %
Eolien terrestre*	10 %	15 %	16 %	17 %	18 %
Hydroélectricité	26 %	29 %	26 %	28 %	21 %
Nucléaire	80 %	79 %	78 %	78 %	80 %

(Source : commissariat général au développement durable (CGDD), calculs Cour des comptes.)

*Facteur de charge calculé par la Cour en moyenne annuelle, par interpolation à partir des données de fin d'année publiées par le CGDD.

2 - Un facteur de désorganisation au niveau de l'Europe

Une des caractéristiques des énergies renouvelables, notamment photovoltaïque et éolienne, est une intermittence aux variations brutales et imprévisibles. De plus, en Europe, les périodes de production ne correspondent pas forcément aux périodes de consommation.

Cette déconnexion entre une production relativement aléatoire et une consommation, certes variable, mais bien connue, peut se traduire par des variations de tension et de fréquence sur les réseaux de transport et de distribution de l'électricité.

Dans le cas de l'éolien, les variations peuvent d'ailleurs être très brutales¹⁴⁶. Du fait des concentrations d'éoliennes en parcs, ces variations

¹⁴⁶ En cas de vent trop fort, les systèmes de sécurité stoppent les éoliennes et la production passe brutalement du maximum à zéro.

peuvent endommager le réseau. Ainsi, par exemple, comme le montre la figure ci-dessous, la production totale d'EnR en Allemagne enregistrée sur 6 mois fluctue de manière extrême, avec un maximum de 86 % des capacités, mais aussi de nombreuses faibles productions et un minimum de seulement 0,7 %.

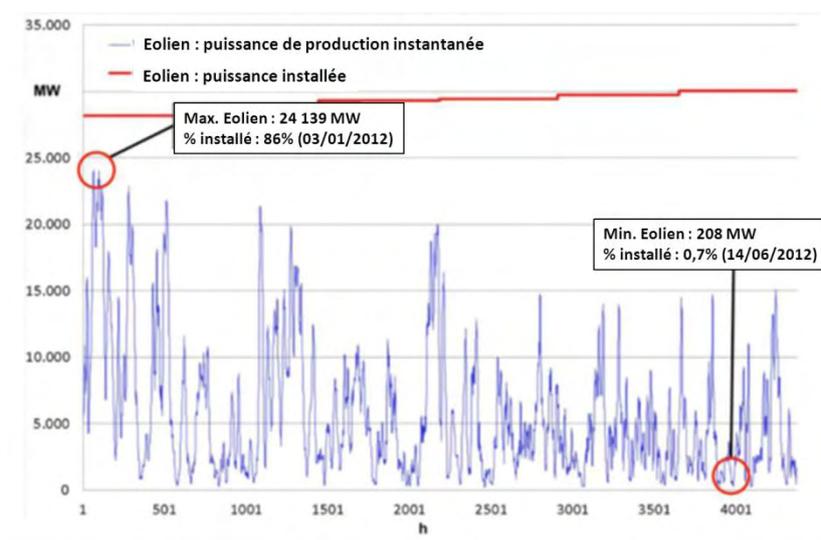


Figure 34. Production instantanée d'énergie renouvelable (éolien et photovoltaïque) en Allemagne, heure par heure pour les six premiers mois de 2012. En trait continu rouge, la capacité totale installée. (Source : Cour des comptes, d'après World Energy Council, Dr Leonhard Birnbaum, Monaco, 7 Novembre 2012)

C'est pourquoi, afin de limiter ce risque d'insuffisance de production, les capacités brutes de puissance électrique installées en Allemagne en 2012 sont surdimensionnées, atteignant 214,8 GW en 2012, soit 2,7 fois la demande de pointe, de l'ordre de seulement 80GW.

Du fait de sa position centrale, de l'importance de sa production, qui doit de plus être distribuée prioritairement, et de ses interconnexions de réseau¹⁴⁷, les fluctuations de la production électrique en Allemagne ont des répercussions sur les réseaux de ses voisins .

¹⁴⁷ L'Allemagne a la plus forte capacité d'échange en Europe.

La déstabilisation du réseau européen : un risque déjà avéré

Faute d'un réseau de très haute tension (THT) suffisant permettant de desservir l'Allemagne du sud, l'électricité renouvelable en provenance du nord du pays doit emprunter le réseau tchèque, exportant ainsi le trop-plein d'énergie intermittente. En 2011, cette situation a failli entraîner la saturation du réseau électrique tchèque, déclenchant depuis une réelle tension entre les deux pays. La nomination d'un ambassadeur chargé de ce seul dossier ainsi que le vote par le parlement allemand en juillet 2011 d'une loi sur l'accélération du développement des réseaux sont censées permettre de résoudre de telles difficultés. Elles devraient permettre de réduire de dix à quatre ans le délai de mise en place des nouvelles lignes THT Nord-Sud qui sont indispensables et les gestionnaires de réseaux de transport réalisent actuellement d'importants investissements devant permettre la modernisation des réseaux.

Pour éviter le risque d'un « *blackout* », toujours possible, la République tchèque a toutefois averti qu'elle envisageait de pouvoir bloquer à l'avenir tout nouvel afflux d'électricité renouvelable qui ferait courir le risque d'une panne à son réseau. Pour ce faire, l'opérateur du réseau tchèque a décidé la construction d'un transformateur géant près de la frontière, destiné à ne laisser « entrer » que la quantité de courant que le réseau national peut supporter. Ce transformateur doit entrer en service d'ici 2017.

Il en va de même pour la Pologne, qui compte installer des déphaseurs à la frontière avec l'Allemagne, pour ne recevoir que l'électricité qui lui est nécessaire¹⁴⁸.

Le marché de l'électricité est devenu européen grâce aux interconnexions qui facilitent les échanges entre les réseaux. L'équilibre global du marché électrique est ainsi mieux assuré. Mais la montée en puissance des énergies renouvelables a des effets économiques qui n'avaient pas été véritablement anticipés.

Afin d'éviter les risques de pénurie de production de soutien, qui sont aujourd'hui prévisibles, faute de rentabilité des centrales de « back up », la création d'un « marché de capacités »¹⁴⁹ est défendue¹⁵⁰, de façon

¹⁴⁸ Auquel cas, afin de préserver le réseau allemand, le fonctionnement des éoliennes devrait être interrompu. L'Allemagne devrait alors importer de France de l'électricité d'origine nucléaire pour combler le manque d'énergie dans le sud du pays.

¹⁴⁹ La loi « NOME » (nouvelle organisation du marché de l'électricité) du 7 décembre 2010 et le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 oblige, à compter de

à encourager les investissements de pointe, voire de semi-base. Du fait de la complexité de mise en œuvre d'un tel mécanisme¹⁵¹, une solution alternative plus souple pourrait consister en un prix élevé garanti pour cette production spécifique.

3 - Pour pallier l'intermittence, des unités de soutien (« back-up ») émettrices de CO₂

Si les moyens de production intermittents ne permettent pas de garantir la sécurité d'approvisionnement, leur production peut toutefois être instantanément significative. Ainsi, d'après RTE, en 2012, le pic de production éolienne française a été atteint le 27 décembre 2012 à 15h30 pour une puissance de 6 176 MW, soit 80,2 % du maximum atteignable. Une telle valeur de production n'avait jusqu'ici jamais été atteinte.

La très grande variabilité de la production des énergies intermittentes implique qu'une différence fondamentale soit faite pour elles entre capacité installée (la puissance « crête » exprimée en GW) et production électrique effective qu'elles permettent (exprimée en GWh). Tant que la part des EnR est faible, cette variabilité n'est que de peu de conséquences. Cela est de moins en moins vrai au fur et à mesure que leur production devient significative.

Pour que le système électrique puisse préserver son équilibre, la variabilité prévisible de ces énergies intermittentes rend nécessaire le développement concomitant de capacités de soutien (« *back up* »).

2015, les fournisseurs d'électricité à disposer de garanties de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité.

¹⁵⁰ Cf. « La Revue de l'Énergie » n° 605, pp. 37-54, janvier-février 2012 et ses références.

¹⁵¹ « RES Integration and Market Design : are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy? », Eurelectric, TF Market Design for RES Integration – May 2011; voir aussi l'avis défavorable de l'autorité de la concurrence (Avis n° 12-A-09 du 12 avril 2012).

Tableau n° 37 Comparaison des capacités de suivi de charge des centrales

	Temps de démarrage	Variation de puissance maximale en 30 s.	Gradient maximal de variation de puissance (%/min)
Turbine à cycle ouvert (gaz ou fioul)	10-20 min	20-30 %	20 %/min
Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT ¹⁵²)	30-60 min	10-20 %	5-10 %/min
Centrale à charbon	1-10 heure(s)	5-10 %	1-5 %/min
Centrale nucléaire	2 heures - 2 jours	jusqu'à 5 %	1-5 %/min

¹ La capacité utilisée est [capacité début janvier + capacité fin décembre] / 2) ; Source : OCDE 2012 : Effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone.

Ces capacités de suppléance doivent pouvoir démarrer quasi-instantanément, ou avec un court préavis, pour pallier l'absence d'une production aléatoire et peu prévisible. Hors la production l'hydraulique, ces moyens font appel, pour la plupart, à des énergies fossiles, donc émettrices de CO₂. 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), alors que les centrales au charbon ou au gaz peuvent, quant à elles, intervenir en quelques heures (« réserves à froid »).

4 - La puissance manquante, d'après RTE

Pour la France, le risque de défaillance du système électrique du fait de l'intégration des EnR est aujourd'hui limité. Toutefois, à l'horizon 2020, l'ajustement « à la pointe, à une chance sur dix »¹⁵³ pourrait devenir plus difficile, car il devra se réaliser obligatoirement avec une partie d'énergies fatales. Sur la base de ses prévisions et afin d'évaluer la puissance manquante en France, RTE a simulé¹⁵⁴ la probabilité du risque de puissance manquante, à savoir celle qui permettrait d'ajuster l'offre de

¹⁵² Combined Cycle Gas Turbine

¹⁵³ Il s'agit du niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver, ou, en d'autres termes, du niveau de puissance atteint dans des conditions climatiques qui ne se présentent en moyenne que tous les dix ans.

¹⁵⁴ Dans l'actualisation 2013 de son bilan prévisionnel.

manière à respecter le critère réglementaire d'adéquation¹⁵⁵. Celle-ci s'élèverait à 6,5 GW en 2016 et 7,2 GW en 2017. Dans son bilan prévisionnel 2011, RTE s'est inquiété de la capacité du réseau à supporter un tel manque, qui, pour être comblé, suppose autant d'importations : « *l'importation de 7,2 GW pourrait, selon les conditions de marché et la localisation de la production à importer, être incompatible avec les capacités d'importation du réseau français* ».

Ainsi, même si l'importance encore limitée de l'énergie intermittente, fatale du fait de l'obligation d'achat, ne pose pas actuellement de difficulté majeure de gestion de son intégration dans le réseau, selon RTE, la situation est appelée à se fragiliser au fur et à mesure de la réalisation des objectifs fixés pour 2020. Ce phénomène lié à l'obligation d'achat des EnR est amplifié par l'incapacité des mécanismes de marché à rémunérer des moyens de pointes sûrs.

5 - Le foisonnement ne compense que partiellement l'intermittence

Il est souvent affirmé que la diversité du régime des vents et d'ensoleillement en France (le « foisonnement ») permettrait d'atténuer considérablement l'intermittence des EnR ; ce, d'autant plus que l'hiver donne une meilleure production éolienne, le printemps et l'été une meilleure production photovoltaïque et le printemps une meilleure production hydraulique.

La réalité des observations sur de longues périodes, montre que le foisonnement, tant au niveau français (en dépit de ses trois régimes de vents) qu'europpéen, reste très limité. Les puissances minimales et maximales des EnR intermittentes correspondent à, respectivement, 4 % et 60 % de la puissance totale installée, avec de fortes pénuries lors d'épisodes de grands froids ou de canicules, alors même que les besoins d'énergie sont importants. De plus, les variations très brutales qui peuvent être observées, imposeront un usage massif de centrales de soutien (gaz, fioul, charbon), d'autant que la puissance « garantie » par l'éolien est très faible, de l'ordre ou même inférieure à 5 % de la puissance installée.

Pendant la période la plus favorable à l'éolien, soit ici du 1^{er} septembre 2010 au 31 mars 2011, la production éolienne française suivie par tranches de 15 minutes par RTE, a été de 6 570 GWh pour une

¹⁵⁵ Conformément à l'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels, le critère d'adéquation retenu est l'espérance de durée de défaillance annuelle, qui doit demeurer inférieure à trois heures par an.

puissance installée moyenne de 5650 MW (environ 3500 éoliennes). Ceci représente un facteur de charge moyen de 22,8 % sur 7 mois. Autrement dit, la production d'électricité éolienne a représenté moins du quart de ce que la puissance installée aurait permis si elle avait pu être utilisée à 100 % pendant cette période.

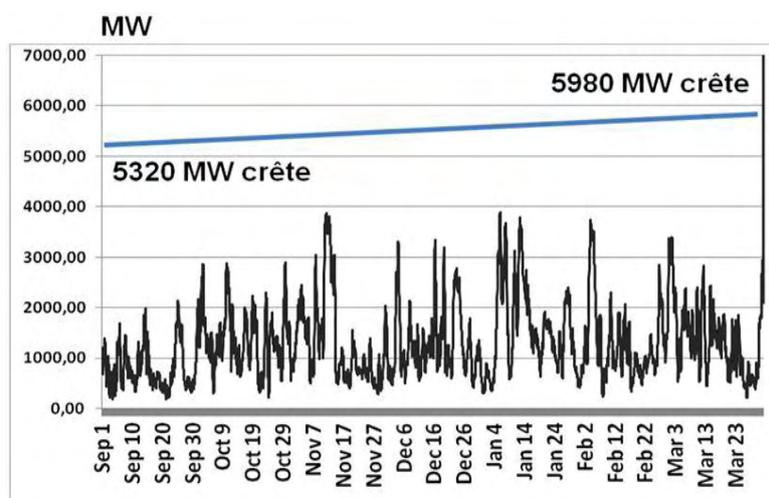


Figure 35. Production éolienne en France de septembre 2010 à mars 2011 (la courbe donne l'évolution heure par heure, ces valeurs étant extraites du site Eco2mix de RTE qui fournit ces données par ¼ heure) (Source : Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès¹⁵⁶)

Pour faire face à cette difficulté dans les toutes prochaines années, RTE anticipe sa capacité à trouver une compensation par des importations. C'est en effet l'un des arguments qui plaide en faveur d'investissements pour une plus grande interconnexion électrique européenne. De ce point de vue, il est donc utile d'analyser le foisonnement de la production éolienne en Europe de l'Ouest. Pour vérifier ce point, les productions éoliennes horaires de l'hiver 2010/2011 de 7 pays¹⁵⁷, ont été enregistrées heure par heure.

Cette simulation, faite donc sur un large ensemble de l'Europe, montre certes un certain degré de foisonnement et donc de lissage des productions. Cependant celui-ci demeure très limité. En effet, l'amplitude des puissances minimales et maximales, demeure très forte, puisque celle-ci varie entre 4 % et 60 % de la puissance totale installée, et que, avec un

¹⁵⁶ « Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest » par Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès, 30 mars 2012.

¹⁵⁷ Allemagne, Autriche, Espagne, France, Danemark, Irlande et Grande-Bretagne.

niveau de 21 %, le facteur de charge moyen n'est que très marginalement amélioré. Cette étude n'épuise certes pas la question, mais elle met en évidence que, même considéré à l'échelle européenne, le foisonnement ne peut pallier que de façon très limitée à l'intermittence en cas de forte pénétration des EnR dans le mix énergétique. L'intermittence va ainsi dans l'avenir exiger de nouvelles réponses : un changement de paradigme, la demande devant être pilotée pour s'adapter à la production, mais aussi des innovations sur l'ensemble du système, le stockage de l'électricité en particulier.

B - Le stockage de l'électricité, un enjeu majeur

1 - La nécessité du stockage : une étude de l'ADEME et de la direction générale de la compétitivité, de l'industrie et des services (DGCIS)

La décarbonation voulue pour nos économies, repose sur une meilleure efficacité énergétique et sur le développement des énergies renouvelables. Cette réduction implique aussi, à terme, qu'il ne soit plus fait appel aux productions de back-up carbonées, qui, en l'état actuel des techniques, seraient sans cela indispensables. Cela suppose qu'il soit alors fait appel, soit à des centrales à biogaz, soit à un stockage de masse permettant une restitution rapide.

Les techniques actuelles de stockage et leurs coûts ont été décrits dans le rapport de la Cour sur les énergies renouvelables de juillet 2013. Cette analyse est ici cursivement reprise et, complétée par celle récente de l'ADEME¹³¹. Ce dernier rapport examine les besoins de stockage prévisibles en 2030. Partant de la double constatation selon laquelle, 1) la part de stockage électrique installée est déjà significative (4,3 GW de stations de transfert par pompage (STEP) et 13 GW d'hydraulique avec réservoir) et 2) la production photovoltaïque coïncide avec les périodes de fortes demande, cette étude conclut que, jusqu'à 46 GW d'éolien et 33 GW de solaire, le système électrique français apparaît avoir une bonne résilience. C'est pourquoi, pour le court terme, le rapport recommande non de mettre en place un stockage électrique massif, mais de favoriser la R&D et, pour le plus long terme, les démonstrateurs. Si l'on ne peut que partager cette recommandation de fortement développer la R&D et des démonstrateurs de stockage de masse, il convient toutefois de demeurer très attentif à ce qui, au-delà des scénarios théoriques, sera la réalité de terrain. Ce qui pèse sur les réseaux et leur sécurité n'est, en effet, pas seulement la montée en charge des EnR en France, aujourd'hui encore effectivement limitée.

Les exemples polonais et tchèque (cf. l'encart, p. 184) montrent à l'envi les difficultés dont la France ne saurait, *a priori*, être exemptée. Elle le sera d'ailleurs d'autant moins, que le développement du solaire photovoltaïque dans le Sud de l'Allemagne pourrait bien, à terme pas très lointain, conduire à des problèmes similaires, en particulier via les interconnexions avec la Suisse. C'est d'ailleurs ce qu'indique explicitement l'ADEME, lorsqu'elle conclut ses recommandations : « *ce constat (de résilience du réseau) serait vraisemblablement très différent pour des scénarios de mix énergétique avec une part de production intermittente plus importante, comme cela devrait être le cas pour des horizons de temps plus éloignés, ou pour un développement massif de photovoltaïque en Europe, sans déploiement de stockage associé* »¹⁵⁸.

2 - Des technologies de stockage pour la plupart encore peu matures

Les usages des moyens de stockage d'énergie peuvent être résumés par le graphique de la Figure 36, tirée de la récente étude de l'ADEME qui en dresse le bilan¹⁵⁹. Elle montre les différents systèmes de stockage d'électricité ainsi que leur degré de maturité technique.

¹⁵⁸ ADEME, p. 14 de l'op. cit [159].

¹⁵⁹ « Étude sur le potentiel de stockage d'énergie », rapport d'étude ADEME, ATEE et DGCIS, 21 octobre 2013 (<http://ademe.typepad.fr/files/peps---rapport-public1.pdf>). Ce rapport n'étudie pas les coûts d'investissements des scénarios. Il a été cofinancé par dix acteurs industriels référents mais les scénarios utilisés « *ne reflètent pas nécessairement la vision [...] des acteurs privés* ».

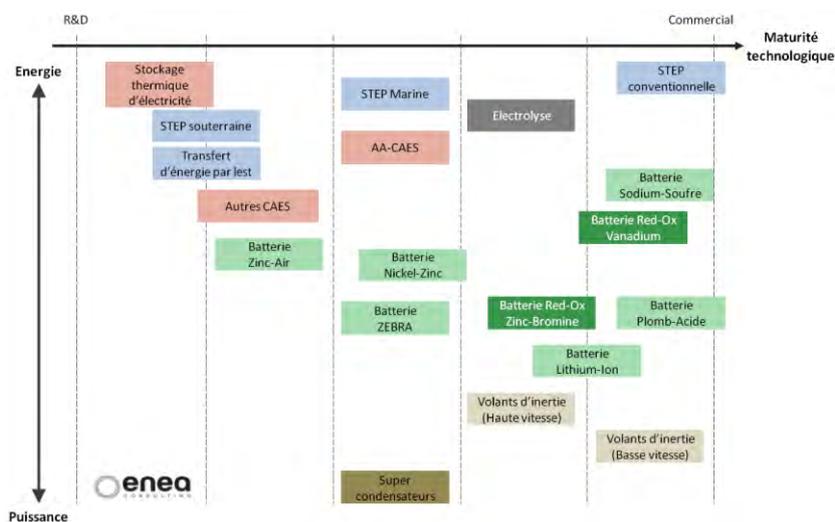


Figure 36. Niveau de maturité technologique des différentes méthodes de stockage électrique (Source : ADEME¹⁵⁹)

Leurs capacités potentielles sont extrêmement diverses en puissance et en énergie. Le STEP (station de transfert d'énergie par pompage hydraulique) étant la technique permettant la plus grande puissance et de stocker le plus d'énergie. Le CAES (*Compressed Air Energy Storage*) est le stockage par air comprimé, pour lequel il n'existe aujourd'hui, en France, aucune installation consacrée au stockage de masse de l'énergie électrique. Les seuls outils de démonstration sont en Allemagne et aux Etats-Unis. L'étude conclut très clairement que : « *En France métropolitaine, à l'horizon 2030, les seuls stockages d'électricité de masse rentables sont les stations de transfert d'énergie par pompage* »¹⁶⁰.

3 - Les STEP : seuls moyens de stockage à grande échelle, mais un développement aux capacités limitées

L'un des seuls moyens de stockage déployés sur le territoire français aujourd'hui sont les STEP. Cette situation, générale dans le monde, traduit bien l'état actuel de maturité de ces technologies.

¹⁶⁰ Étude précitée, p. 15.

Tableau n° 38 État des capacités de stockage installées dans le monde en 2010

	STEP	SAEC et turbine à gaz	Batteries sodium soufre	Batteries Plomb acide	Batteries nickel-cadmium	Batteries lithium-ion	Batteries redox-flow
Puissance installée en MW	140000	477	400	45	40	45	3

Source : Cour des comptes d'après les données de l'ADEME¹³¹

En 2011, 5,4 GW de STEP étaient installées en France, représentant un total de 30 groupes hydrauliques pouvant faire l'objet de rénovations. En 2009, ces STEP ont restitué au réseau environ 10TWh d'énergie électrique¹⁶¹.

Le gain potentiel en puissance des rénovations considérées comme techniquement possibles est estimé à 600 MW, soit une puissance totale de 6 GW à l'horizon 2030. Par ailleurs, un rapport¹⁶² du ministère de l'économie et des finances de 2006 estime à 4,3 GW supplémentaires le potentiel de développement techniquement exploitable en STEP. De plus, ce même rapport pointe un potentiel de STEP de 2000 MW. Selon ces différentes estimations, il apparaît ainsi raisonnable de retenir pour l'horizon 2030 un gisement de nouvelles STEP de l'ordre de 1 GW.

Il apparaît ainsi que les STEP sont les seules installations qui soient actuellement susceptibles de permettre un stockage de masse de l'énergie électrique. Leur développement est toutefois en France limité, puisque ne pouvant passer que de 5,7 à 7 GW d'ici 2030. Ces 1,3 GW de gain de puissance seraient néanmoins très insuffisants. Ils sont, en effet, quinze fois trop faibles pour réaliser la compensation qui permettrait d'assurer la sécurité énergétique dans l'hypothèse où, en supposant un facteur de charge moyen de 20 %, 20 GW de productions nucléaire seraient remplacés par 100 GW de production d'énergies renouvelables.

4 - Passer à des réseaux intelligents pour adapter la demande

La gestion des tensions entre l'offre et la demande peut également passer par une modulation de la consommation, de sa programmation à

¹⁶¹ Les barrages avec lac représentent un peu moins de 20 GW de capacité installée et produisent actuellement de l'ordre de 40 TWh par an.

¹⁶² « Rapports sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France », Mars 2006.

des moments favorables, jusqu'à son effacement avec ou sans substitution par d'autres énergies (ex. chauffage bois, etc.). Plusieurs mécanismes incitatifs ont été depuis longtemps mis en place (options tarifaires heures creuses/heures pleines¹⁶³, effacement jour de pointe (EJP), TEMPO, contrats bilatéraux entre consommateur et fournisseur).

L'apparition des EnR implique toutefois que ces techniques soient utilisées dans un tout autre ordre de grandeur. C'est pourquoi de nombreux espoirs sont placés dans le développement des réseaux électriques intelligents. « *Smart-grids* » Le principe consiste à largement diffuser les informations sur les conditions de production et de consommation entre les différents acteurs d'un système énergétique (électrique, gazier). Cette évolution technologique crée une rupture, car, jusqu'à présent, l'information était unidirectionnelle et asymétrique, allant dans un seul sens : des consommateurs vers le distributeur et le producteur. Les défis scientifiques et technologiques posés par ces projets sont toutefois redoutables, en particulier en ce qui concerne l'optimisation d'un tel système, l'assemblage nécessaire de technologies qui en sont à des degrés de maturité très différents et une valorisation économique aujourd'hui encore incertaine. De plus, l'acceptabilité sociale de ces techniques reste encore à vérifier. En effet, le changement de paradigme qu'elles impliquent nécessite à la fois un esprit de mutualisation chez les consommateurs, mais aussi une intrusion de ces technologies dans leur vie¹⁶⁴. Ces projets en sont toutefois encore au stade de l'« aventure technologique »¹⁶⁴.

C - Aller vers un coût complet

1 - Intermittence, puissance installée et stockage : le facteur de charge

La « valeur » de l'électricité intermittente reste aujourd'hui encore, le plus souvent appréciée par référence à la « parité réseau », autrement dit, le coût de production et de transport de l'électricité « classique », au

¹⁶³ 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.

¹⁶⁴ Cf. les articles sur le sujet dans « L'énergie à découvert », CNRS Editions, Paris, 2013.

point ou est produite l'électricité intermittente. Ce faisant, on ne tient compte ni de leur irrégularité, ni de leur imprévisibilité relative et encore moins de leurs conséquences.

Cette situation ne peut pas ne pas influencer sur l'organisation même de la production. Dès lors, en effet, que les facteurs sont, en France, de l'ordre du 1/5^{ème}, dans l'éolien terrestre, voire en-dessous du 1/8^{ème}, dans le photovoltaïque, les puissances installées ne sont plus directement comparables d'une source à l'autre. Une même production d'électricité suppose, en effet, des puissances installées très différentes selon les sources utilisées, d'autant plus importantes que leur facteur de charge est faible. Or c'est bien l'électricité *in fine* délivrée au réseau qui doit servir de critère directeur.

Dès lors que les EnR intermittentes fournissent une part significative de la production d'électricité, on ne peut donc plus se limiter à comparer des puissances installées en omettant le facteur de charge. Il faut, en quelque sorte, raisonner à l'envers et, partant de la demande appelée, tenir compte du facteur de charge pour calculer les puissances à installer pour la satisfaire. Le calcul des coûts d'investissement devrait impérativement désormais tenir compte de cette réalité.

Il le devrait d'autant plus que l'intermittence ne fait pas qu'appeler une puissance installée plus grande, fonction inverse du facteur de charge. Il ne suffit pas en effet de multiplier par 8 la puissance installée en photovoltaïque, ni par 5 celle de l'éolien terrestre, pour disposer d'une production électrique similaire à celle de 1,25 de nucléaire¹⁶⁵ ou de 4 d'hydroélectrique. Car si les chiffres de production de kWh peuvent ainsi être facialement identiques, demeure néanmoins une différence majeure dans la disponibilité de l'électricité produite. Par sa nature même, l'intermittence¹⁶⁶ oblige, en effet, soit à l'appel instantané au « *back up* » en complément de ses creux, soit au stockage pour les lisser, soit, enfin, à l'importation d'électricité¹⁶⁷ dès lors que le défaut de production fait courir un risque de réseau. Au-delà donc du seul surcoût lié à une puissance supplémentaire qu'il faut installer, ce sont autant d'investissements et de coûts supplémentaires ou d'accroissement du

¹⁶⁵ Le nucléaire ayant un facteur de charge d'approximativement 0,8, il faut multiplier l'énergie souhaitée par un facteur de 1/0,8, soit 1,25, pour obtenir la puissance installée nécessaire pour la produire.

¹⁶⁶ Ou plus exactement, l'intermittence difficilement prévisible. Pour être aussi intermittente, l'énergie marémotrice n'en est pas moins quasi parfaitement prévisible dès lors que l'on dispose de la table des marées.

¹⁶⁷ Ou encore, bien sûr, aussi à l'effacement de la demande. On se situe toutefois ici dans une optique de production, l'action sur la demande et son coût sont examinés infra.

déficit extérieur qu'il faut impérativement prendre en compte dès lors que ces sources d'énergie prennent une place de plus en plus significative.

Un exemple simple, qui n'a pas la prétention de représenter la réalité, en fournit l'illustration dans l'annexe VII. Il y est montré que le rendement d'un système de production éolienne garantissant une puissance donnée en continu est faible s'il est tenu compte du facteur de charge et du rendement de stockage

Du fait des conséquences multiples et importantes qu'entraîne leur intermittence, le calcul économique devrait cesser de ne considérer que le seul coût de production des EnR. Il pourrait prendre en compte un ensemble, qui inclut, aujourd'hui, l'opération de production de soutien ou d'importation de complément, demain, celle de stockage, qui, elle-même, du fait de son rendement limité, rétroagit sur la puissance installée.

2 - Connexion au réseau et compensation : les « coûts systémiques »

Faute d'une capacité de stockage, l'introduction d'une part sans cesse croissante d'une production intermittente dans les réseaux exige des débouchés instantanés sur le marché. Cela d'autant plus qu'elle est liée à une obligation d'achat. C'est pourquoi, « *la place de marché de l'électricité que constituent les réseaux doit se réorganiser en conséquence* »¹⁶⁸. Le raccordement à grande échelle de sources beaucoup plus dispersées (éolienne et solaire, notamment) va poser de ce fait des problèmes inédits.

Une étude de l'OCDE – Agence pour l'énergie nucléaire (AEN)¹⁶⁹ a estimé les coûts « systémiques » des systèmes électriques de quelques pays de l'OCDE. Ceux-ci y sont définis comme l'ensemble des coûts au-delà des coûts de production aux bornes de la centrale, permettant de fournir de l'électricité à une charge et un niveau de sécurité d'approvisionnement donné, hors stockage durable. Seuls donc les coûts relatifs à un stockage limité de rééquilibrage pour pallier les sauts de tension et de compensation (par des condensateurs), ainsi qu'à la connexion au réseau et à sa réorganisation y sont pris en compte.

Ces « coûts systémiques au niveau du réseau » peuvent être globalement divisés en deux catégories.

¹⁶⁸ G. Bellec, « Avant-propos », « Responsabilité et environnement », Annales des Mines, n° 69, janvier 2013.

¹⁶⁹ « Energies nucléaire et renouvelables : effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone » (2012), OCDE / AEN (Agence pour l'énergie nucléaire).

Les premiers correspondent aux coûts des investissements supplémentaires destinés à l'extension et au renforcement des réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'au raccordement de nouvelles capacités. On rappellera qu'en Allemagne le coût d'extension et de renforcement des réseaux est estimé à quelque 45 Md€ à l'horizon 2020, soit un investissement de l'ordre de 900 €/kW de photovoltaïque et d'éolien terrestre ou offshore installé¹⁷⁰.

Les seconds correspondent aux coûts supplémentaires pour l'équilibrage à court terme de la production et de la demande.

¹⁷⁰ W. Wiesmeth, R. Barth, A. Voth, "Cost supply curves of renewable electricity in Germany", Institute of energy and the rationale use of energy, University of Stuttgart, IRENA-ETSAP joint session, 17 juin 2013, Paris.

Tableau n° 39 Estimation des coûts systémiques au niveau du réseau en France (en USD / MWh)

Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Eolien terrestre		Eolien offshore		Solaire	
	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %	10 %	30 %
Niveau de pénétration												
Coûts de réserve (adéquation)	0	0	0,08	0,08	0,08	0	8,14	8,67	8,14	8,67	19,4	19,81
Coûts de rééquilibrage	0,28	0,27	0	0	0	0	1,9	5,01	1,9	5,01	1,9	5,01
Connexion au réseau	1,78	1,78	0,93	0,93	0,54	0,54	6,93	6,93	18,64	18,64	15,97	15,97
Renforcement et extension du réseau	0	0	0	0	0	0	3,5	3,5	2,15	2,15	5,77	5,77
Coûts systémiques totaux au niveau du réseau	2,07	2,05	1,01	1,01	0,54	0,54	20,47	24,1	30,83	34,47	43,03	46,55

Source : OCDE – Agence pour l'énergie nucléaire (*Effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone, 2012*)

L'étude de l'OCDE montre que si les coûts systémiques des technologies programmables sont relativement modestes et constants, ils sont, en revanche, considérablement plus élevés, de l'ordre d'au moins un facteur 10, pour les sources intermittentes, notamment l'éolien et le solaire photovoltaïque¹⁷¹ et sont, de surcroît, fonction croissante du taux de pénétration de celles-ci dans le mix électrique. Une actualisation récente¹⁷² fait d'ailleurs état de chiffres similaires pour des taux de pénétration de 10 %, mais nettement plus importants pour un taux de 30 %, ce qui témoignerait d'une forte sensibilité des « coûts systémiques » au taux de pénétration. Ce qui est par ailleurs confirmé par l'étude précitée de l'Université de Stuttgart : « *plus la part des EnR est importante, plus le coût du transport et de la distribution constitue une part croissante des coûts de l'offre d'électricité* ».

Tous les éléments à disposition concourent donc à démontrer que, au-delà du coût direct de production, aujourd'hui seul pris en compte, l'intermittence a un coût spécifique très significatif et croissant en fonction de la part prise par les EnR dans le mix électrique.

V - Défis technologiques et physiques

A - De nombreux paris technologiques à assumer

Tous les scénarios de transition énergétique reposent sur des paris technologiques, supposés à terme surmontés. Une certaine prudence doit ici s'imposer. Le domaine de l'énergie est, en effet, central ; il engage des investissements massifs, a des conséquences structurantes à très long terme et implique l'ensemble des citoyens, tous consommateurs et bientôt, pour certains, peut-être producteurs. Aussi, a-t-il paru nécessaire de faire le point sur quelques technologies, sur lesquelles reposent les scénarios d'ingénieurs mentionnés plus haut et, parfois, des décisions difficilement réversibles, comme en Allemagne.

¹⁷¹ Sur ce sujet, cf. aussi, F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, O. Edenhofer, « System LCOE : what are the costs of variable renewables? », Postdam Institute for climate impact research, 32th international energy workshop, Paris, juin 2013.

¹⁷² J. H. Keppler, M. Cometto, « Short term and long term system effects of intermittent renewables on nuclear energy and the electricity mix », OCDE/NEA nuclear development division, Université Paris-Dauphine, 31 janvier 2013.

1 - L'hydrogène : une solution séduisante mais non encore démontrée pour le stockage de masse

De nombreux projets à travers le monde se sont déjà attachés à la mise au point de nouvelles technologies de stockage et de transport de l'hydrogène, notamment dans le transport (voitures à hydrogène). Des techniques de stockage de l'électricité par dissociation de l'eau ou du CO₂ sont actuellement à l'étude chez GDF Suez, Areva, Solvay-Rhodia, le commissariat à l'énergie atomique (CEA) ou L'Air Liquide et dans les pays voisins, chez E.ON, DONG Energy ou Siemens.

Il s'agit d'utiliser l'énergie excédentaire fournie par les moyens intermittents pour fabriquer de l'hydrogène et, soit le stocker avant de le reconvertir en électricité via une pile à combustible, soit l'injecter directement dans le réseau gazier. Le rapport « Energie 2050 »¹⁷³ a, en 2012, fait une analyse succincte des possibilités de cette technologie, comme d'ailleurs l'Académie des sciences¹⁷⁴.

En l'état actuel des techniques, un calcul rapide montre que les MWh électriques restitués auraient un coût de dix, voire cent fois, supérieur à leur prix actuel sur les marchés de gros.

Le rapport de l'Académie des sciences cité ci-dessus met, quant à lui, en avant un autre verrou, majeur: *« il n'y a pas de futur pour une économie à hydrogène si on ne résout pas les problèmes de catalyseurs. En effet, les électrolyseurs et les piles à combustibles nécessitent la présence de catalyseurs à base de métaux nobles pour accélérer les réactions aux électrodes.[...] En fait, le problème va bien au-delà du simple coût du dispositif engendré par la présence de ces catalyseurs. En effet, compte tenu de la rareté des métaux nobles, il n'y en a tout simplement pas assez sur la planète... »*

La voie hydrogène de stockage est donc, en l'état actuel, encore problématique : temps de fonctionnement limité, variabilité considérable des pics de production éolienne, investissement important pour un taux d'usage faible, incertitude sur les performances des processus de transformation de l'hydrogène stocké en électricité et importante perte de l'énergie électrique.

¹⁷³ Energie 2050, Rapport du groupe de travail présidé par Jacques Percebois, Centre d'analyse stratégique, 2012, p.139.

¹⁷⁴ « La recherche scientifique face aux défis de l'énergie », Comité de prospective en énergie » de l'Académie des sciences, Rapport adopté en séance plénière le 25 septembre 2012.

2 - La méthanation pour le stockage et la fabrication de carburants synthétiques : une piste qui reste entièrement à démontrer

Pour s'affranchir des contraintes précédentes, la méthanation¹⁷⁵, ou conversion catalytique directe du CO₂, consiste à réduire du CO₂ (par exemple celui des usines grandes émettrices) grâce à l'hydrogène, pour produire du méthane de synthèse.

Dans son analyse de la stratégie allemande de l'*Energiewende* et de la première mise en œuvre d'un pilote de méthanation à Stuttgart¹⁷⁶, la revue Nature¹⁷⁷ reconnaît qu'il s'agit d'une technologie encore immature, coûteuse et limitée à 50 % de rendement énergétique.

Ainsi, pour des raisons tant techniques qu'économiques, les procédés de stockage via le méthane et même l'hydrogène semblent encore loin de la maturité. L'électrolyse étant un procédé déjà ancien, d'importantes ruptures technologiques apparaissent nécessaires avant qu'elle puisse être déployée à grande échelle.

B - Des contraintes physiques

1 - La biomasse : une source limitée par le faible rendement et les surfaces disponibles

Grâce au processus de la photosynthèse, le monde vivant, - les végétaux et certaines bactéries -, utilise en permanence le soleil pour transformer l'eau et le dioxyde de carbone en molécules à haute valeur énergétique, que l'on retrouve dans la biomasse. Ce qui est remarquable, c'est que ces systèmes utilisent comme catalyseurs des métaux abondants, tels le manganèse, le nickel ou le fer, et non des métaux nobles, comme le platine, indispensable pour l'électrolyse de l'eau. Toutefois, si le processus de photosynthèse peut théoriquement se faire avec des rendements de 10 %, en réalité les organismes vivants fonctionnent avec des rendements qui ne dépassent pas 1 à 2 %.

Une des limitations majeure de cette technologie est ainsi la compétition pour les terres, en particulier la concurrence avec les productions à usage alimentaire. Mais il est vrai que la France dispose de

¹⁷⁵ Dénommé en anglais P2G pour power-to-gas, À ne pas confondre avec la méthanisation, qui consiste à récupérer le méthane émis lors de la fermentation de la biomasse ou des déchets.

¹⁷⁶ d'une capacité de 250 kW d'électrolyse et d'un coût de 3,5 M€.

¹⁷⁷ « Germany's Energy Gamble », Nature, vol. 496, pp.156-158, 11 April 2013.

potentialités considérables de terres et de forêts par rapport à ses voisins européens.

2 - Le bois pour la chaleur : une sous-exploitation de la forêt française

Élément quasi-exclusif de notre alimentation (les animaux qui constituent notre nourriture sont majoritairement herbivores), les biomasses végétales terrestres jouent un rôle important sur trois registres : les matériaux issus de la biomasse et leurs usages variés, y compris alimentaires, le stockage de carbone par échanges avec l'atmosphère et, enfin, les usages énergétiques.

Parmi les énergies renouvelables, c'est encore la biomasse qui domine dans le monde : en 2010 sur un total d'énergie primaire de 12,7 Mtep, 13,3 % étaient des énergies renouvelables dont une proportion de 10 % provenait du bois.

À ce titre, avec 16,1 millions d'hectares, en France métropolitaine, la forêt (troisième forêt d'Europe, derrière la Suède et la Finlande) constitue un atout, majeur, d'autant qu'elle connaît une extension continue depuis la deuxième moitié du XIX^{ème} siècle (la forêt couvrait environ 9 millions d'hectares en 1830). Cependant, la valorisation de cet atout a toujours été problématique, du fait notamment du morcellement de la propriété de la forêt.

Le constat d'une sous-exploitation de la forêt française est récurrent depuis trente ans. Le premier rapport sur le sujet en 1978 (rapport Meo-Bétolaud) préconisait une augmentation de 12 Mm³ dans les dix ans. Il a été suivi par les rapports Duroure en 1982, Bianco en 1998, Juillot en 2003, puis Puech en 2009, qui vise à nouveau à augmenter la récolte annuelle de 12 puis 21 Mm³ à horizon 2020.

Selon l'ADEME, 7,4 millions de ménages français se chauffent aujourd'hui au bois, contre 5,9 millions en 1999. En 2013, le chauffage domestique ayant fonctionné dans toutes les régions françaises jusqu'au mois de juin, les fabricants abordent cet hiver avec un manque de production et doivent pour la première fois importer du bois¹⁷⁸.

La Cour a été saisie par le Sénat d'une demande d'enquête sur les soutiens à la filière française du bois, dont les résultats pourraient être publiés fin 2014.

¹⁷⁸ Les Echos, 20 novembre 2013.

3 - Les biocarburants : un exemple d'une « bonne solution » pouvant se révéler négative dans les faits

Les biocarburants sont l'exemple-type des solutions qui étaient initialement reconnues comme idéales pour faire baisser les émissions de CO₂ des transports. Après vingt années de développements, elles sont désormais suspectées d'avoir un impact négatif en termes environnementaux. La Cour a publié un rapport⁸¹ très complet sur ce sujet en 2012. Ses conclusions mettaient en doute le caractère aussi bénéfique que prétendu initialement des biocarburants dits de première génération, c'est-à-dire ceux fabriqués à partir des végétaux servant à l'alimentation humaine ou animale, en termes de réduction des émissions de CO₂.

4 - Le biogaz : des espoirs, mais beaucoup reste à démontrer

Sur le sujet du biogaz, l'exemple de L'*Energiewende* est instructif à analyser. La transition allemande fait jouer un rôle majeur au gaz (gaz naturel et biogaz). Son développement permet, en effet, tant de partiellement compenser l'arrêt du nucléaire, que d'assurer un « back up » à l'intermittence des EnR. Ce rôle du gaz dans le système allemand est donc important, que le méthane soit importé de Russie, issu des ressources européennes de gaz de roche-mère ou qu'il s'agisse de biogaz¹⁷⁹.

Toutefois en 2012, la biomasse, c'est-à-dire dans ce cas principalement le biogaz, ne représente encore que 9,1 GW, alors que dans la perspective 2050, les textes allemands attribuent au biogaz un rôle central d'adaptation de la production à la demande, ce qui supposerait une puissance installée de l'ordre de 60 GW.

Certes, les installations de production d'électricité sont les mêmes quelle que soit la source de méthane, conventionnel, non conventionnel ou bio généré. Mais la génération biologique de ce gaz, par des procédés qui n'utilisent pas les productions agricoles, est loin d'être industriellement disponible. Actuellement, une grande partie du bio méthane produit en Allemagne l'est à partir de la culture de maïs, ce qui, compte tenu du problème posé par les biocarburants mentionnés ci-dessus, risque de donner un bilan environnemental au mieux nul. En dehors des questions économiques, la capacité de produire de telles quantités de bio méthane sur le territoire allemand n'est pas démontrée :

¹⁷⁹ Fin 2012, le prix du gaz en Europe (12 \$ /MBTU) était environ 4 fois supérieur au prix sous-évalué américain (3 \$/MBTU). Le marché spot alimenté par le gaz naturel liquéfié (GNL) était entre les deux (8 \$/ MBTU). Le biogaz allemand de première génération était lui trois à quatre fois plus cher que le GNL.

le mix méthane en Allemagne est susceptible de fluctuer suivant des facteurs extérieurs variés.

VI - Produire mieux, améliorer les usages

A - Des changements de comportement pour des économies d'énergie

Considérant que ce n'est pas la production d'énergie qui constitue le facteur véritablement limitant de long terme, toutes les stratégies de réduction des GES reposent sur une perspective de réduction sensible de la consommation d'énergie. Ainsi, pour ne prendre qu'un exemple récent, la vision 2030-2050 de l'ADEME s'appuie sur une réduction de la consommation d'énergie qui passerait de 151Mtep en 2010 à 123 Mtep en 2030 (- 18 %) et à 82 Mtep en 2050 (- 47 %), réduction d'autant plus massive qu'elle s'opérerait dans un contexte de croissance démographique. De telles économies d'énergie supposent néanmoins de profonds changements dans les comportements, qui ne peuvent se réaliser que dans le long terme.

1 - Bâtiment : abandon de la préférence pour l'habitat individuel et hausse massive du télétravail

À l'horizon 2030, le scénario de l'ADEME suppose avant tout une réduction de la consommation d'énergie dans le secteur du bâtiment (54 % du total des économies d'énergies). Cette trajectoire d'économies dans le bâtiment combine des hypothèses volontaristes à des changements forts de comportements. Elle prévoit ainsi que l'ensemble des bâtiments construits avant 2020 auront été rénovés, afin que la consommation moyenne des logements passe de 191 kWh_{ef}/m²/an en 2010 à 75 kWh_{ef}/m²/an en 2050. Compte tenu du rythme de rénovation retenu pour la période 2012-2030, il faudrait ainsi entreprendre la rénovation de 18 millions de logements, soit un rythme de 900 000 rénovations par an.

Par ailleurs, le scénario postule deux changements radicaux de comportement : une inversion de la composition du parc de logements (la part des maisons individuelles passerait de 60 % aujourd'hui à 40 % en 2050) et une réduction de 20 % de la surface de bureaux par employé. La première tendance va à l'encontre de la préférence collective des Français depuis plusieurs dizaines d'années pour les maisons individuelles. La seconde tendance est une rupture dont le caractère réaliste ou non n'est pas discuté dans les documents de l'ADEME. Elle nécessiterait un fort

développement du télétravail. Or le scénario de l'ADEME ne semble pas incorporer l'augmentation moyenne de la surface des logements, pour y systématiser les zones de bureaux, que rendrait nécessaire cette hausse massive du télétravail.

2 - Agriculture : une utilisation différente des sols, s'alimenter autrement

a) Se concentrer sur les émissions des terres liées aux activités humaines

Depuis la mise en œuvre du Paquet énergie-climat (PEC), les émissions de gaz à effet de serre des terres ont été prises en compte dans deux secteurs distincts : celui de l'« agriculture » et celui de l'« utilisation des terres, leurs changements et la forêt » (UTCF). Le premier traite des émissions des sols liées à la fertilisation, à l'élevage et au travail du sol, le second appréhende quant à lui la question du carbone depuis la biomasse jusqu'à la matière organique des sols.

Le secteur UTCF est traditionnellement traité à part dans les inventaires nationaux d'émissions et ses émissions ne sont pas comptabilisées dans les objectifs de réduction des émissions de GES de 20 %. Toutefois, l'Union européenne a fixé de nouvelles règles¹⁸⁰ de comptabilisation, destinées à faciliter son intégration aux engagements globaux. Cette décision instaure l'obligation pour les Etats membres de communiquer des informations sur leurs actions dans ce secteur, en vue de limiter ou de réduire les émissions et de maintenir ou de renforcer les absorptions. Ces informations devront concerner, à compter de 2013, le boisement, reboisement et déboisement, la gestion des forêts, la gestion des terres cultivées et celle des pâturages.

Cette orientation européenne est structurante pour la France dans la mesure où la forêt couvre près de 16 millions d'hectares en métropole. Elle devrait donc conduire à une approche intégrée de la politique agricole et forestière.

Elle devrait aussi entraîner un changement radical de la politique dans le secteur agricole. Ainsi les mesures principales devront-elles se concentrer sur le cœur des émissions (méthane et azote) et la politique agricole de réduction des GES aura impérativement à se préoccuper de la

¹⁸⁰ Décision de l'Union européenne n° 529/2013 du 21 mai 2013 relative aux règles comptables concernant les émissions et les absorptions de gaz à effet de serre résultant des activités liées à l'utilisation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie et aux informations concernant les actions liées à ces activités.

question centrale de l'utilisation des sols. C'est autour de cette notion, qui implique de fixer des règles plus contraignantes de gestion des prairies, que les réflexions systémiques à engager pour l'agriculture et le secteur UTCF devront donc désormais s'organiser. Ainsi, la bonne gestion du puits forestier français permettra-t-elle de mieux répondre à l'objectif du facteur 4.

Par ailleurs, la mise en œuvre par les autorités française d'une politique globale de l'agriculture, de la forêt et des sols contribuerait au respect de l'engagement national de réduction des émissions de GES, tout en permettant d'exercer des contraintes moins fortes sur les autres secteurs, comme le bâtiment ou les transports. Ceci permettrait donc une meilleure répartition de l'effort entre les secteurs concernés par la décision « partage de l'effort » de réduction des GES.

Enfin, le développement d'une politique globale permettrait d'établir une stratégie volontaire en matière de biomasse, ce qui pourrait peser sur la réalisation d'un autre objectif du PEC, le développement des EnR. En effet, un recours accru à la biomasse et au bois-énergie, pourrait permettre de réduire l'utilisation des énergies fossiles. Encore conviendrait-il alors que soit aussi prise en compte la question des conflits d'usages, qui nécessite de penser l'utilisation du bois dans le respect de ses capacités globales d'absorption de carbone.

b) Une modification significative du modèle alimentaire est à envisager et rendre acceptable

Dans son document de prospective « vision 2030 et 2050 », l'ADEME se base sur une hypothèse forte d'un lien direct entre l'évolution des régimes alimentaires de la population française et son agriculture. Agir sur les modes alimentaires et de consommation a un impact direct sur l'agriculture et les industries agro-alimentaires et donc sur les émissions de GES de ce secteur économique.

Pour 2030, l'ADEME se fonde sur une analyse tendancielle et prend plusieurs hypothèses :

En matière alimentaire, la vision 2030 suppose :

- une diminution de la valeur calorique journalière de 3 500 kcal/jour à 2 700 kcal/jour ;
- une diminution des aliments à fort impact carbone dans nos assiettes : viande, œufs, poissons ;
- une évolution forte de nos modes de consommation alimentaire avec la baisse des pertes évitables, du gaspillage alimentaire, le

développement des circuits courts, de la consommation de saison et de l'autonomie territoriale là où elle est réalisable.

Quant aux modes de production, la vision 2030 repose sur un fort développement des systèmes agro-écologiques à bas niveaux d'intrants, de l'agroforesterie et sur un fort ralentissement du processus d'artificialisation des sols.

De telles perspectives rencontrent deux ordres de difficultés. S'agissant des agriculteurs, les changements attendus devraient conduire à un effort d'investissement très important dans un secteur économique pourtant déjà tendu. Quant aux consommateurs, le changement de contenu assez drastique de la ration alimentaire qui est postulé supposera de veiller à son acceptabilité. Le levier identifié dans ce domaine reste le lien entre régime alimentaire et préoccupations de santé et de qualité des produits.

B - Transports : la réduction de mobilité, une réponse non unique sur le climat

Outre qu'il est un élément majeur de consommation d'énergie carbonée et d'émission de CO₂, le secteur des transports présente la difficulté d'être parcellisé en de multiples sous-secteurs distincts, aux logiques différentes, et d'être diffus c'est-à-dire de descendre au niveau quasi individuel des usagers, chacun ayant sa motivation propre et des moyens de mobilité spécifiques. En outre, depuis la première révolution industrielle, la mobilité et la vitesse de déplacement ont quasiment crû comme le PIB¹⁸¹, leur élasticité constatée étant pratiquement de l'ordre de l'unité. Rompre ce lien entre PIB et mobilité, comme transformer les usages de déplacement, sera sans doute une politique extrêmement difficile à mettre en œuvre.

Comme indiqué dans la Chapitre II, les transports, au premier rang en ce qui concerne la consommation de produits pétroliers (dont ils sont dépendants à 96 %), sont le secteur qui émet aussi le plus de CO₂. C'est en partie une conséquence de leur très faible électrification par rapport aux autres secteurs. Mais, ils sont aussi celui où la décroissance des émissions de CO₂ apparaît la plus faible¹⁸².

¹⁸¹ Y. Crozet et al, "*Macromotives and microbehaviors: Climate change constraints and passenger mobility scenarios for France*", Transport Policy (2012).

¹⁸² Sa part est aussi élevée, voire prépondérante pour certains polluants (54 % des NOx, CO et particules notamment), mais le Paquet climat-énergie ne considère parmi eux que les seuls gaz à effet de serre.

En fait, la croissance relative des transports dans le bilan carbone du pays est largement liée à la croissance relative de l'activité de transport, plutôt qu'à une augmentation des consommations kilométriques¹⁸³. Les émissions de CO₂ dues aux usagers de la route sont passées de 111 Mt en 1990 à 127 en 2000 et 121 en 2011, soit une augmentation de 9 % en 20 ans et représentent à elles seules 34,6 % des émissions totales¹⁸⁴. Dans le même temps, les circulations de véhicules légers (voitures et utilitaires légers) ont crû de 32 %, celles des poids lourds de 28 %, et les tonnes-km transportées sur le territoire de 61 %. Les progrès en termes d'émissions par rapport au service rendu sont donc significatifs, et plus importants d'ailleurs dans le transport de marchandises, où se cumulent progrès technologique sur les moteurs et meilleures organisations logistiques. Il n'en va pas de même pour la voiture, pour laquelle le progrès technologique existe, mais n'est pas accompagné de progrès logistiques permettant un meilleur remplissage des véhicules (covoiturage par exemple). Le véhicule individuel domine le paysage, avec 90 % des km.voyageurs parcourus, et il est logique que l'effort majeur soit à porter sur ce segment.

Afin de tendre vers le facteur 4 de réduction des émissions de GES, la Commission européenne s'est fixé¹⁸⁵ comme objectif d'ici 2030, de réduire les émissions de GES des transports à 20 % en dessous de leur niveau de 2008, et a appelé à une réduction de 60 % d'ici 2050 par rapport aux niveaux de 1990.

Aucun pays n'ayant encore réussi à améliorer notablement les émissions dans le secteur des transports, il paraît utile d'analyser les facteurs pertinents.

Le niveau des émissions de CO₂ liée aux différents modes de transport dépend de différents facteurs liés à l'énergie utilisée, aux distances parcourues, au nombre de personne par véhicule, etc. On peut analyser les émissions comme le résultat cumulé de cinq facteurs :

1. la taille de la population ;
2. le contenu en CO₂ des carburants ;
3. la consommation moyenne d'énergie par distance parcourue ;

¹⁸³ La source des données dans ce paragraphe est : J.P. Orfeuil, Université Paris-Est et CITEPA.

¹⁸⁴ Le reste des transports (hors l'international aérien et maritime) émettant 6,2Mt, soit 1,8 % du total.

¹⁸⁵ « Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 », Communication de la Commission européenne au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, 8 mars 2011.

4. l'occupation moyenne du moyen de transport ;
5. l'importance de la mobilité individuelle.

En remplaçant les voyageurs par des tonnes de marchandise, cette formulation est tout aussi pertinente pour le fret.

Il suffit alors, par exemple, que chacun des quatre facteurs, de (2) à (5), diminue de seulement 30 % pour qu'à travers leur produit, les émissions de CO₂ soient réduites d'un facteur 4. Ces mêmes différents facteurs peuvent ainsi permettre de déterminer les leviers des politiques qui sont détaillés dans l'annexe V.

Dans une approche plus sociologique, développée dans l'Annexe V consacrée aux transports, les pistes de réduction d'émission ont été classées selon qu'elles modifient peu, moyennement ou beaucoup le service à la mobilité.

Trois pistes ne modifient qu'à la marge le service à la mobilité : les substitutions dans les énergies de propulsion, l'amélioration purement technologique des véhicules existants et l'apparition de véhicules de même catégorie, mais plus petits, ou moins puissants, ou de vitesse de pointe moins élevée. C'est la perspective que vise à réaliser le système actuel de bonus/malus.

Celles qui modifient par contre de façon la plus importante le service à la mobilité ou les modes de vie sont

- le transfert modal qui modifie de façon substantielle le service à la mobilité : il modifie le vécu du déplacement et allonge le plus souvent les durées de parcours. Il n'est possible que là où des services existent, et n'est souhaitable (du point de vue du CO₂) que là où le potentiel de remplissage assure une meilleure efficacité énergétique que celle des modes individuels. Deux pistes efficaces (en CO₂) et assez peu coûteuses en finances publiques méritent attention : le covoiturage et des services d'autocar avec peu d'arrêts et utilisant les réseaux rapides ;
- la réduction de la mobilité globale et de son besoin, par exemple par l'action directe sur l'espace (aménagement et urbanisme au sens large, relocalisation de l'appareil de distribution au plus près des consommateurs, etc.).

Les substitutions par les technologies de l'information et la communication offrent des alternatives, mais dont le potentiel global est très débattu, l'histoire ayant plutôt montré jusqu'à présent une croissance parallèle des communications réelles et virtuelles. Le potentiel semble

cependant réel pour l'association des deux, comme le montre l'explosion actuelle du covoiturage à partir des réseaux sociaux et de l'utilisation des smartphones.

C - Habitat : la solution de l'autonomie énergétique

1 - La production délocalisée d'électricité, solution socialement optimale ?

La consommation au plus près de la production, à l'échelle d'un quartier, d'un immeuble, voire de l'habitat individuel limite de facto les pertes, les coûts de transports et les difficultés de pénétration des énergies renouvelables sur le réseau en raison de leur variabilité. Pour autant, ce système n'est pas censé conduire à une pleine autarcie énergétique, mais, par exemple, comme en Allemagne, à la revente du surplus de production, du fait de la différence des tarifs entre électricité achetée et électricité revendue. Il n'est alors besoin que de systèmes de stockage de taille relativement modeste à installer en bout de ligne. Donc, même en Allemagne où tous les systèmes photovoltaïques de moins de 30kWc sont en autoconsommation, n'en demeure pas moins la nécessité d'un réseau capable d'absorber le surplus.

Les systèmes électriques existants sont actuellement gérés sur un modèle centralisé alimentent un réseau de transport, puis de distribution pour acheminer l'électricité jusqu'au consommateur final. Dans ce modèle, le système fonctionne comme un « lac » unique, commun à tous les moyens de production, dans lequel le consommateur va puiser selon ses besoins. Il permet d'offrir aux consommateurs la garantie de la fourniture sans considération de la disponibilité locale de la production. C'est aussi une manifestation de solidarité de nos sociétés, un manque de production sur un site étant compensé par une production venant d'ailleurs, du territoire national ou de l'étranger. Il s'agit aussi d'une optimisation des capacités, car le réseau permet d'avoir besoin de beaucoup moins d'installations que si chacun, à un niveau personnel ou même local, produisait sa propre électricité sans être relié au réseau. La raison de la nécessité d'une solidarité¹⁸⁶ tient au fait que l'on ne sait pas stocker l'électricité en grande quantité, du moins pour l'instant.

La politique dite d'appropriation des productions par les territoires n'apparaît donc pas automatiquement comme un facteur d'optimisation, ni technique, ni économique. Elle l'est d'autant moins que production

¹⁸⁶ Le raisonnement est différent pour l'énergie de chaleur qui peut, de façon toute aussi optimale, soit utiliser des réseaux à gaz ou une production locale de biomasse (bois, biométhane, etc.).

décentralisée ne signifie pas autoconsommation locale. En effet, si la production d'électricité issue de panneaux photovoltaïques intégrés au bâti peut être stockée localement en petite quantité, les éoliennes produisent du courant en moyenne tension (20 kV), qui est ensuite monté en haute tension pour être injecté dans le réseau de transport.

2 - Le développement de l'autoconsommation couplée au réseau suppose des outils adaptés

Dans les conditions actuelles, la mise en œuvre de l'obligation d'achat fait de cet accès au réseau la clef de la rentabilité de la production d'énergies renouvelables. La possibilité pour un producteur de ne vendre qu'une partie de sa production voire de ne rien vendre existe déjà, mais ne présente pas d'intérêt économique et n'est donc pas utilisée autrement que de façon anecdotique sur des sites isolés.

L'adaptation des réseaux au développement des énergies renouvelables, a un coût important, estimé à 5,5 Md€ par les gestionnaires de réseaux (RTE et ERDF). Un autre type d'organisation, plus décentralisé, pourrait donc également apparaître, dans lequel les installations de production de petite capacité seraient raccordées directement au lieu de consommation, ou à un réseau local, dans une logique de consommation de proximité.

Pour l'instant, le choix du modèle centralisé n'a pas été remis en cause, mais, tant les contraintes d'adaptation du réseau, que le coût croissant des tarifs d'achat pour la collectivité pourraient justifier le développement de l'autoconsommation. Pour cela, il faudrait toutefois qu'elle puisse être assortie de conditions : mise en place de dispositifs d'effacement volontaire de la consommation en période de pointe, de solutions de stockage ou d'une garantie d'approvisionnement par le réseau, voire d'une remise en cause de l'obligation d'achat.

Ces conditions impliqueraient, un financement soit par le contribuable, soit par l'ensemble des consommateurs, le tarif devant alors refléter le coût de cette garantie, assise plus probablement sur la puissance réservée ou même simplement sur l'accès au réseau¹⁸⁷ que la consommation d'électricité.

La gestion des tensions entre offre et demande pourra également passer par une modulation de la consommation, avec par exemple la mise

¹⁸⁷ ERDF a d'ailleurs demandé à la Commission de régulation de l'énergie que la structure du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité repose davantage sur la puissance que sur l'énergie.

en œuvre de réseaux intelligents, ces outils restant toutefois encore en phase expérimentale.

Le ministre chargé de l'énergie a annoncé, mi-octobre, une concertation sur l'autoconsommation, qui pourrait figurer dans la future loi sur la transition énergétique, laissant les producteurs consommer directement leur électricité. Les conditions économiques et de financement de ce dispositif restent à déterminer.

VII - Réduire l'empreinte carbone ou les émissions nationales

Si l'objectif ultime du Paquet énergie-climat est bien la lutte contre le réchauffement climatique, l'objectif final auquel il est jugé est celui des émissions de GES et c'est, logiquement, à partir de leur mesure que les résultats sont évalués. Or l'objectif que constitue la réduction des émissions de GES est un champ excessivement limité et trop restreint pour réellement et effectivement indiquer ce qui est visé. Une évaluation réalisée à partir des seules émissions ne permet en effet pas de porter un jugement suffisamment informé sur la contribution des pays concernés à la lutte contre le réchauffement climatique.

A - Emissions et empreinte : deux concepts distincts

Pour un territoire et une population donnés, la mesure des émissions est par nature péjorative de la réalité de leur contribution au réchauffement climatique. Dans des économies ouvertes et largement mondialisées, où le commerce extérieur représente une part importante et croissante de l'activité, il ne suffit pas de s'en tenir à la seule production et aux émissions de GES qui lui sont liées, c'est bien l'ensemble de l'équivalent carbone contenu dans la demande finale et ainsi en définitive libéré dans l'atmosphère qui doit être pris en compte.

De cet ensemble des GES contenus dans les biens et services qui sont consommés sur un territoire, l'empreinte carbone donne l'exacte mesure. Ainsi, l'empreinte reprend les émissions propres à l'activité nationale et leur ajoute le solde net des émissions associées au commerce extérieur. Soit, pour 2005 :

<i>Emissions produites</i>	<i>410 MtCO₂</i>
<i>+ GES liés aux imports</i>	<i>+ 340 MtCO₂</i>
<i>- GES associés aux exports</i>	<i>- 205 MtCO₂</i>
<i>= <u>Empreinte</u></i>	<i>= <u>545 MtCO₂</u></i>

Ces premières estimations¹⁸⁸ montrent ainsi que pour cette année, ce n'est pas moins de 135 MtCO₂ qu'il faut d'ajouter aux 410 MtCO₂ émises par la France. Le solde carbone du commerce extérieur de la France représente donc un véritable enjeu, puisque, en l'état des choses, il constitue un majorant très significatif par rapport aux émissions. Se limiter à la seule prise en compte de ces dernières revient en effet à sous-estimer de près d'un tiers la réalité de l'effet de serre généré par le pays.

Lorsque l'on ajoute le solde net des émissions de CO₂ des échanges extérieurs de la France aux émissions produites sur le territoire national, on passe de 6,7 tonnes de CO₂ par personne et par an à 9 tonnes par personne. Dans ce total, les $\frac{3}{4}$ sont imputables à la consommation des ménages, principalement sur les postes du logement, du transport et de l'alimentation, environ 10 % à la consommation des administrations et un peu plus de 15 % à l'investissement.

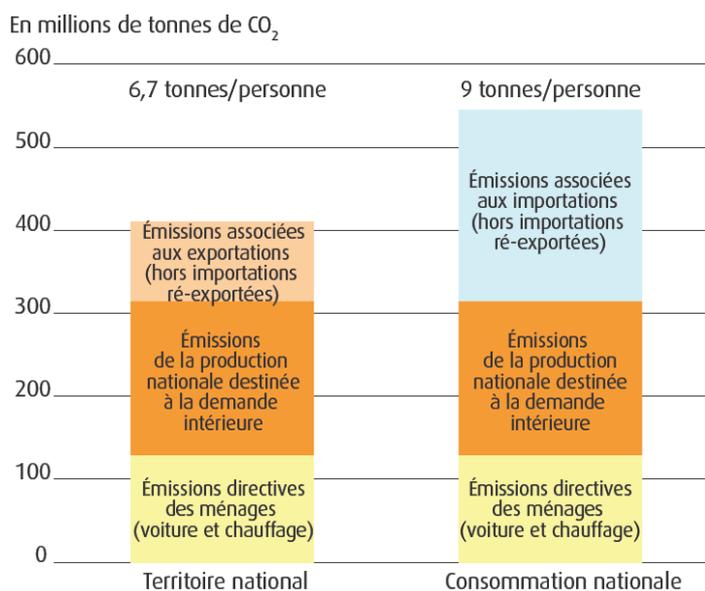


Figure 37. Émission de CO₂ intérieures vs. empreinte carbone de la demande française en 2005 (source : CGDD, CO₂ et activités économiques de la France, Août 2010)

Ceci ne fait que souligner le rôle propre des modèles de consommation et des modes et styles de vie dans la dynamique de la

¹⁸⁸ CO₂ et activités économiques de la France, Études et documents, n° 27 août 2010, CGDD, SOeS.

production des GES. Une étude récente¹⁸⁹ a permis de montrer que « la quantité de CO₂ induite par la consommation des ménages est croissante avec le niveau de vie : les 20 % des ménages les plus aisés induisent, via leurs achats, 29 % des émissions de CO₂, alors que les 20 % les plus modestes n'en induisent que 11 %. Toutefois, du fait de différences de structure dans les paniers de consommation, le contenu en CO₂ par euro dépensé est en moyenne plus faible pour un ménage aisé que pour un ménage modeste. De même, ce contenu est plus élevé pour les ménages agricoles ou ouvriers que pour les ménages cadres. Il reste que les ménages cadres induisent beaucoup plus d'émissions de CO₂, du fait de leur niveau bien plus élevé de consommation ».

B - Empreinte, le rôle du commerce international

Dans des économies mondialisées, de plus en plus ouvertes au commerce international, le rôle du contenu net en carbone de ce dernier s'accroît tendanciellement. Les travaux précités¹⁹⁰, qui portent sur l'année 2004, ont permis d'estimer que le CO₂ contenu dans les productions finalement consommées dans d'autres pays que ceux où ils ont été produits a représenté 6,2 GtCO₂, soit 23 % des émissions totales de CO₂.

Dans une économie aussi peu carbonée que l'est celle de la France et dont, de surcroît, la balance commerciale est déficitaire, le rôle des importations devient majeur. En 2005, la France a ainsi importé 340 MtCO₂, quand sa production a conduit à émettre 410 MtCO₂.

Au total, de ces différents constats on peut, comme les auteurs de cette étude¹⁹¹, conclure: « Une comptabilité basée sur la consommation révèle qu'une part substantielle des émissions de CO₂ sont échangées au niveau international et ne figurent donc pas dans les inventaires nationaux des émissions qui reposent de façon traditionnelle sur la production.(...) dans la mesure où les contraintes sur les émissions des pays en développement sont le principal obstacle à la politique climatique internationale efficace, l'attribution de la responsabilité pour une partie de ces émissions à des consommateurs finaux ailleurs peut représenter une opportunité pour un compromis. Parce que le bien-être économique d'une région bénéficie de la production de biens à l'intérieur

¹⁸⁹ Pour une analyse détaillée des émissions de CO₂ par niveau de revenu, catégories socio-professionnelles, cf. Lenglard F., Lesieur C., Pasquier J.L., « Les émissions de CO₂ du circuit économique en France », INSEE références, juillet 2010.

¹⁹⁰ Davis & Caldeira, « Consumption based accounting of CO₂ emissions », Proceedings of the National academy of science of the United States of America, vol. 107, pp. 5687-5692 (2010).

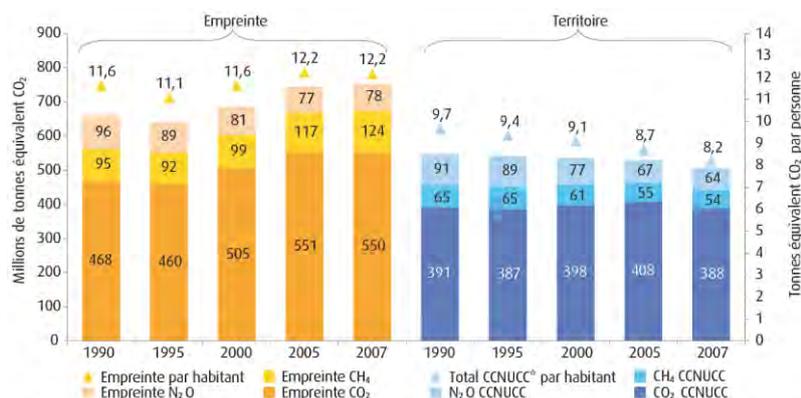
¹⁹¹ Davis & Caldeira, op. cit., p. 5690.

de son territoire, il existe des approches quantitatives visant à partager la responsabilité des émissions entre les producteurs et les consommateurs. ».

C - Empreinte et émissions, des trajectoires divergentes.

Si empreinte et émissions représentent des concepts très sensiblement distincts, leurs évolutions dans le temps ne sont de surcroît pas similaires : l'une s'accroît, quand l'autre se réduit.

En effet, selon une récente étude du SOeS¹⁹², de 1990 à 2007, « l'empreinte carbone de la France a augmenté (+ 14 %) alors que la quantité de GES émise sur le territoire a diminué (- 7 %). L'empreinte carbone par personne s'est accrue de 5 % alors que les émissions par personne sur le territoire de la France métropolitaine ont baissé de 15 % ».



Note : * Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (protocole de Kyoto). Version 2009 de l'inventaire des émissions de GES pour la CCNUCC.

Source : AIE, Citepa, Douanes, Eurostat, Insee, calculs SOeS.

Figure 38. Evolution comparée de l'empreinte carbone et des émissions sur le territoire (Source : commissariat général au développement durable¹⁹²)

Pour 2010, dernière année pour laquelle une estimation, d'ailleurs encore provisoire au moment de la rédaction de ce rapport, soit disponible, l'empreinte par habitant serait de près de 12 teqCO₂, quand les émissions sur le territoire sont estimées à 8 teqCO₂ par personne. Effet, sans doute de la crise économique, l'empreinte serait ainsi

¹⁹² Le point sur l'empreinte carbone de la consommation des Français : évolution de 1990 à 2007, Observation et statistiques, n° 114, mars 2012, service de l'observation et des statistiques, commissariat général au développement durable.

stabilisée, alors que, les émissions continuant de se réduire, l'écart serait de à 4 teqCO₂. Il aurait ainsi doublé depuis 1990.

Au vu de ces différentes données, tant d'origine nationale qu'issues de travaux internationaux, qui toutes convergent vers le même constat, apparaissent ainsi deux mouvements contraires et paradoxaux. D'un côté, un effort coûteux de réduction des émissions ; une réduction voulue, évaluée et soutenue par des mesures prises par les pouvoirs publics sous l'empire notamment des textes européens du Paquet énergie-climat. De l'autre, une empreinte, liée au modèle de consommation, qui pour être désormais estimée, s'est accrue sans être véritablement l'objet d'une volonté de maîtrise, alors pourtant qu'elle est le meilleur indicateur.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

L'horizon de long terme qui est celui de la transition énergétique, dans laquelle le Paquet énergie-climat s'inscrit, comme l'ampleur des investissements requis rendent d'autant plus nécessaire que des scénarios contrastés puissent être publiquement examinés, confrontés et discutés. Faute d'instruments aisément mobilisables, tel n'est pas encore le cas.

Les outils actuellement disponibles et habituellement utilisés sont, en effet, des modèles, dits « bottom up », qui, pour l'essentiel, reposent sur une modélisation physique de la transition énergétique. Leurs limites sont connues. Analysées au fond par les chercheurs depuis longtemps, elles ont été constatées en pratique lors du débat national sur la transition énergétique. En raison de la complexité de leurs hypothèses, de tels modèles se prêtent très mal au débat public, dès lors restreint à un cercle limité d'experts. De surcroît, ils ne permettent que très difficilement de déboucher sur les conditions et les effets économiques de la transition – investissements requis et leur financement, équilibre de la balance extérieure, etc. – et ses conséquences sociales – coût pour le consommateur et son pouvoir d'achat, emplois créés.

Les modélisations macroéconomiques, encore faiblement développées, en sont pour l'instant à de premières utilisations en vraie grandeur, qui permettent d'en examiner les principes et de les perfectionner. Elles n'ont en tout état de cause pu être utilisées pour le débat national. L'initiative de l'ADEME de faire construire un modèle macroéconomique essentiellement estimé à une telle simulation et le travail réalisé pour ce faire par l'OFCE ont récemment apporté des éléments nouveaux. Il n'est que plus frappant de constater que le besoin d'une modélisation macroéconomique n'a pas été suffisamment ressenti par les administrations publiques concernées, tant celles chargées de

piloter le débat, que celles dont la mission est de développer les outils de la prévision économique.

De tels outils sont d'autant plus nécessaires que le contexte énergétique mondial et européen subit deux ensembles de transformations, qui risquent de l'affecter durablement.

La crise économique, tout d'abord, qui, à court terme, est venue tout à la fois accroître les dysfonctionnements du système d'échange de quotas européens et soutenir les résultats positifs obtenus en matière d'émissions, alors que, à moyen et long terme, la sensible réduction des investissements ne peut que porter des effets négatifs.

Le deuxième bouleversement provient du développement rapide de l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels – pétrole et gaz. Limitée actuellement pour l'essentiel aux Etats-Unis, mais sans doute à l'avenir étendue dans de nombreux autres pays, cette mise en exploitation est un facteur considérable de perturbation, dont il est indispensable de prendre l'exacte mesure. Elle a d'ores et déjà entraîné une forte baisse du prix du charbon, amenant ainsi à une substitution de celui-ci au gaz dans les centrales de « back up » et, plus largement, à une recarbonisation presque partout en Europe. Par ailleurs, indépendamment des choix français, la poursuite de son développement amènera une modification sans doute importante et durable des perspectives économiques de l'énergie. Tout scénario devra de prendre en compte cette incertitude majeure.

Comme le montre l'Energiewende allemande, dès lors que la place des énergies renouvelables devient substantielle dans la production électrique, leur intermittence est un facteur de désorganisation. D'abord, physiquement, parce que les réseaux doivent y être adaptés. Ainsi, le développement des énergies renouvelables requiert-il le renforcement des réseaux et le développement de leur interconnexion. L'acceptabilité sociale de ces conséquences pratiques du développement des énergies renouvelables – la création de lignes supplémentaires, notamment de très haute tension, l'effacement de la demande - reste à vérifier, alors même qu'elle en est l'une des conditions. Enfin, cette intermittence entraîne une variabilité extrême de la production. Combinée dans les conditions actuelles avec l'obligation d'achat, elle aboutit nécessairement à une forte variabilité des prix de l'électricité sur le marché. Celle-ci a d'ores et déjà mis en péril la rentabilité des centrales de « back up » et entraîne par là-même un risque accru sur la sécurité d'approvisionnement. Parmi les défis que rencontre la transition énergétique le moindre n'est pas celui des ruptures technologiques qui lui sont nécessaires. Le premier d'entre eux est clairement celui du stockage des énergies renouvelables intermittentes, qui est l'un des enjeux essentiels de l'avenir. Aucune des

rare modalités matures n'apparaît actuellement suffisante pour assurer la sécurité du système énergétique à l'horizon 2030, alors qu'aucune des autres technologies envisagées n'est assurée d'être alors mature.

Reste la question de savoir comment suppléer à leur insuffisance, dès lors du moins que la place des énergies renouvelables devient importante. Répondre aux besoins avec une production d'électricité incertaine entraîne, en effet, de prévoir des dispositifs de complément : importations d'électricité et donc interconnexions renforcées, centrales de « back up » et donc recarbonation du mix électrique, surdimensionnement de la puissance installée, stockage durable de l'énergie, effacement de la demande. Les réponses sont connues dans leur principe, mais certaines ne sont ni techniquement ni économiquement accessibles à l'heure actuelle. Toutes ont un coût.

La prise en compte de ces différents éléments n'est pas actuellement réalisée ni, a fortiori, considérée dans les choix. Cette remarque, qui vise à aller vers des coûts complets et systémiques, est d'ailleurs d'ordre général. Elle vaut pour l'ensemble des sources et pas seulement les énergies renouvelables.

Peu dommageable quand les énergies renouvelables demeurent marginales dans le mix énergétique, cette omission devient cruciale dès lors que cette place peu à peu s'affirme. Elle est, de ce fait, devenue indispensable. Elle conduira à mieux évaluer l'ampleur des investissements nécessaires qui ne consistent pas seulement en les seules installations de production. Elle permettra d'évaluer les surcoûts de l'énergie induits et qu'il faudra, in fine, faire supporter au consommateur ou au contribuable. Elle amènera, ensuite, à mieux hiérarchiser les priorités, puisque le choix entre les différentes sources d'énergie à utiliser, - et notamment les EnR non intermittentes (biomasse, géothermie, etc.) -, pourra être fait en fonction de leur coût effectif, c'est-à-dire systémique. Le choix sera plus rationnel, dans l'organisation et l'équilibre entre les deux principaux types de moyens à mobiliser pour aller vers une économie décarbonée : le développement des énergies renouvelables, une efficacité, sinon une sobriété, énergétique accrue.

En remettant en avant la recherche d'une meilleure efficacité énergétique, l'analyse du Paquet énergie-climat et de la mise en place d'une « transition énergétique » débouche ainsi nécessairement sur une interrogation plus vaste, qui concerne les modes de vie, de travail et de consommation.

En effet, dans une économie qui, comme celle de la France, est faiblement carbonée, les principaux « réservoirs » d'économies d'énergie et donc de réduction des émissions de gaz à effet de serre se trouvent

moins dans la production d'énergie que dans ses usages, qu'il faut rendre beaucoup plus efficaces et économes. Cette efficacité est alors plutôt à trouver dans une nouvelle organisation de la mobilité, de l'aménagement de l'espace et du bâti, dans une manière nouvelle de penser les circuits reliant les lieux de production et de consommation, ou, encore, dans une modification du modèle alimentaire.

C'est d'ailleurs pourquoi l'objectif européen d'une réduction en valeur relative des émissions de gaz à effet de serre (GES), apparaît doublement insatisfaisant. D'une part, il ne couvre, du moins dans l'exemple français et du fait d'un mix énergétique particulièrement peu carboné, que les 2/3 des GES liés à la consommation. D'autre part, parce qu'il est fixé en valeur relative, il ne permet pas de pousser les États membres à converger vers une norme commune, qui permettrait d'aller vers une réelle harmonisation des efficacités, énergétique et carbone. En étant ainsi fixé, il pénalise de surcroît les pays, tels la France, dont l'efficacité carbone est bonne. Il incite ainsi à des « fuites carbonées », c'est-à-dire à une délocalisation des productions intenses en carbone vers les pays qui sont plus tolérants aux émissions de carbone. Non seulement sont impliqués les pays émergents, souvent seuls mis sur la sellette, mais aussi ceux des pays européens dont le niveau d'émission est important. Enfin, en ne concernant que la production réalisée sur le territoire, il conduit à minorer les usages de l'énergie qui conduiraient à modifier les comportements de consommation. C'est pourquoi une définition de l'objectif principal du Paquet climat-énergie en termes d'empreinte carbone plutôt que de seules émissions nationales apparaît plus pertinente

La Cour formule les recommandations suivantes :

- 4. regrouper et simplifier les différents dispositifs de soutien et d'accompagnement. Une fois définis et correctement quantifiés, ils devront demeurer stables, afin de permettre aux acteurs de s'engager dans des investissements de longue durée ;*
- 5. intensifier la politique de recherche et de réalisation de démonstrateurs dans les domaines qui constituent des verrous technologiques au développement des énergies renouvelables ;*
- 6. revoir les méthodes de soutien et de financement de la politique de développement des énergies renouvelables, en intégrant les coûts complets systémiques dans le calcul économique (la Cour*

réitère ici ses recommandations contenues dans son rapport public thématique¹⁹³ de juillet 2013 sur cette politique) ;

7. *au-delà des moyens déjà engagés dans la politique concernant le logement et le secteur tertiaire, accroître les moyens de la politique d'efficacité énergétique, tout particulièrement dans :*
 - d. *les transports, où l'effort principal doit porter sur la route ;*
 - e. *l'agriculture, pour laquelle il faut inciter à la diminution de l'utilisation des engrais, développer la politique de la forêt et de l'utilisation des sols ;*
 - f. *la politique de « l'État exemplaire », où il s'agit de rattraper un retard important ;*
 8. *adopter, pour le futur Paquet énergie-climat, un unique objectif quantifié : la diminution des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, les autres objectifs devant lui être subordonnés ;*
 9. *privilégier la réduction de l'empreinte carbone plutôt que celle des émissions nationales.*
-

¹⁹³ Cour des comptes, *Rapport public thématique : La politique de développement des énergies renouvelable*. La Documentation française, juillet 2013, 241 p., disponible sur www.ccomptes.fr.

Conclusion générale

Le Paquet énergie-climat (PEC), politique de lutte de l'Europe contre le réchauffement climatique, se présente comme un ensemble nécessairement composite, ce qui rend particulièrement complexe l'évaluation de sa mise en œuvre. Ses trois objectifs principaux touchant en effet tant les émissions de gaz à effet de serre (GES), que l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables, la poursuite des uns n'est pas indépendante de celle des autres. Ils peuvent ainsi, soit se conforter, soit, parfois, se contrarier. Ils se confortent, par exemple, lorsque l'amélioration de l'efficacité énergétique contribue à la baisse des émissions. À l'inverse, ils peuvent se contrarier, lorsque, par exemple, le développement des énergies renouvelables conduit à ce qui a ici été appelé une "carbonation paradoxale".

L'évaluation du PEC est de surcroît rendue plus délicate encore, par le fait que chacun des États membres, avec sa propre histoire et ses spécificités, est resté maître de la définition et de la poursuite de ses objectifs et horizons, dès lors du moins qu'ils respectent ceux du PEC. Tout comme ses partenaires, la France n'a pas manqué de mettre en œuvre sa propre politique.

L'analyse ici présentée par la Cour des comptes ne pouvait s'abstraire de ce contexte. Elle porte ainsi sur l'ensemble des mesures prises en France qui visent à une transition énergétique permettant de lutter contre le réchauffement climatique et, dans la mesure du possible, s'efforce de resituer dans cet ensemble ce qui relève spécifiquement du PEC. Il ne s'agit donc pas d'une évaluation de la mise en œuvre du PEC, objet de la saisine de la Cour par le comité d'évaluation et de contrôle de l'Assemblée nationale, au sens méthodologique strict du terme « évaluation », mais, bien plutôt, de son analyse dans une visée évaluative.

Définie et décidée au niveau européen en des temps d'avant crise, cette politique a, par ailleurs, été confrontée à des perturbations profondes, qui n'avaient pu alors être anticipées. Au premier rang de celles-ci, la rupture du rythme de la croissance économique. Si cette rupture a contribué à rendre inopérant un des principaux instruments du PEC, le marché des quotas de gaz à effet de serre (SCEQE), elle est venue incidemment soutenir la trajectoire désirée de baisse des émissions. Ce dernier aspect positif n'est toutefois qu'apparent et de court terme. Dans la longue durée, qui est l'horizon temporel dans lequel la transition énergétique doit être située, la pression à la baisse sur les investissements ne peut qu'être défavorable à la nécessaire amélioration de l'efficacité

énergétique. C'est dire l'ambivalence de la lecture qui doit être faite des résultats, positifs, aujourd'hui enregistrés par la France en matière de réduction des émissions et d'efficacité énergétique. Depuis 2005, les émissions de GES ont baissé en France de plus de 13 % ; l'objectif du protocole de Kyoto, stabilisation des émissions sur la période 2008-2012 par rapport à leur niveau de 1990 (559 MteqCO₂) sera donc largement dépassé.

Si, en l'état actuel des prévisions, les deux objectifs 2020 du PEC en matière de réduction d'émission de gaz à effet de serre et d'efficacité énergétique paraissent pouvoir être atteints, il n'en demeure pas moins que ces prévisions sont faites sous des hypothèses volontaristes particulièrement fortes, voire, pour certaines irréalistes. Cette prévision est donc particulièrement fragile. De surcroît, une reprise économique significative et durable viendrait rendre encore plus incertaine la perspective de cette réalisation.

Quant au troisième objectif du PEC, celui de développement des énergies renouvelables, le récent rapport public thématique de la Cour sur ce sujet a souligné combien, au regard des évolutions passées, la réalisation des objectifs 2020 apparaît aujourd'hui difficile à atteindre. Sans doute, le développement des énergies renouvelables a, au-delà de la « bulle » du photovoltaïque, connu un début de réalisation. Globalement, la proportion des énergies renouvelables a ainsi progressé depuis 2005, passant de 9,6 % à 13,1 % et est globalement en phase avec la trajectoire fixée. En revanche, avec 20,6 Mtep en 2011, au lieu des 22 Mtep qui étaient visées, les productions d'électricité et de chaleur de sources renouvelables affichaient un retard, en raison, notamment, du secteur de la chaleur.

Pour ce qui est de l'horizon 2020, et du fait de ce retard, atteindre les objectifs en matière d'énergies renouvelables supposerait que l'accroissement de production annuelle d'énergie à réaliser d'ici là soit six fois ce qu'il a été entre 2005 et 2011, pour ce qui est de l'électricité renouvelable, et sept fois pour la chaleur renouvelable. Devant cette situation et au vu de telles tendances, l'atteinte des objectifs globaux pour 2020 apparaît ainsi difficile.

Face à de telles difficultés, il est donc particulièrement nécessaire de veiller à ce que les conditions de la définition, du pilotage et de la gestion de cette politique puissent être mieux réunies que cela n'a été le cas jusqu'à présent. La mise en œuvre du PEC, et au-delà d'elle, celle d'une politique de transition énergétique, implique l'action de la plupart des différents départements ministériels. Elle est donc par nature transversale, ce qui pose à l'État un véritable défi organisationnel, qu'il n'a pas encore entièrement relevé. Ainsi, la simple évaluation du coût de

cette politique s'est-elle révélée problématique, ce qui est un indice d'une déficience de suivi. De même, l'empilement fréquent, dans un même domaine, de divers dispositifs, - normes, subventions, fiscalité particulière, bonifications de prêts, etc. - issus d'autorités administratives différentes témoigne d'une difficulté, sinon d'une insuffisance, de coordination. Enfin, les problèmes rencontrés lors du débat sur la transition énergétique indiquent assez les incertitudes qui demeurent en amont quant au processus décisionnel. Les enseignements des obstacles ainsi rencontrés doivent être tirés et les pouvoirs publics doivent s'organiser en conséquence.

Les modalités actuelles d'organisation de l'administration apparaissent, en effet, perfectibles. Le caractère interministériel d'une politique telle que celle de lutte contre le changement climatique et de réduction des gaz à effet de serre, qui est aujourd'hui insuffisamment affirmé, doit désormais pouvoir mieux se traduire dans les faits. Cela vaut tant pour le nécessaire débat qui doit, en amont, permettre de la définir, que pour sa mise en œuvre, son pilotage et son évaluation.

À cet égard, la Cour estime que le processus de concertation et de débat pourrait être désormais confié au commissariat général à la stratégie et à la prospective. De même, il lui apparaît indispensable que le fonctionnement du comité interministériel du développement durable soit profondément rénové et son rôle fermement réaffirmé. Il devrait pour cela être doté d'un secrétariat permanent ayant une réelle autorité et relevant de la direction générale de l'énergie et du climat. Compte tenu des enjeux considérables que cette politique représente, il devrait être régulièrement réuni et l'être sous la présidence effective du Premier ministre.

C'est dans ces mêmes conditions d'incertitude que doit être apprécié le positionnement de la France dans les trajectoires aux horizons 2020-2030-2050, qui sont assignés à la transition énergétique, tant par le PEC que par les objectifs spécifiques qu'elle s'est donnés.

En premier lieu, en effet, les instruments de modélisation utilisés pour ces estimations sont, techniquement, à améliorer très fortement. Il est, de surcroît, tout aussi nécessaire de les rendre beaucoup plus transparents.

En second lieu, la transition énergétique soulève de très nombreuses questions, auxquelles il faudra impérativement trouver réponse, si l'on veut pouvoir éviter les blocages que l'on peut dès aujourd'hui anticiper, notamment à partir des difficultés que rencontre l'*Energiewende* allemande.

Ces défis sont d'ordres multiples. Défi tout d'abord, que posent les limites physiques d'un recours massif à la biomasse en substitution aux

hydrocarbures. Défis technologiques et économiques ensuite, en particulier ceux liés à l'intermittence des énergies solaire et éolienne. À cet égard, la question du stockage de l'énergie et de la gestion des réseaux apparaissent comme des enjeux cruciaux et coûteux, pourtant très largement mésestimés. De façon générale, la transition suppose des technologies en rupture, dont la maturité, le plus souvent espérée et présumée par les divers scénarios à l'horizon d'une ou deux décennies, doit être interrogée. Le foisonnement actuel d'idées nouvelles ne doit pas donner l'illusion que les solutions sont trouvées : elles ont encore à être validées, développées et démontrées. À tout le moins, cela implique un accroissement sensible de la recherche et le développement de démonstrateurs en ces domaines.

Outre le caractère incertain de la faisabilité en vraie grandeur industrielle des divers modes de stockage aujourd'hui évoqués, ceci pose aussi la question du modèle économique à utiliser dans l'avenir. Celui-ci reste en effet encore très largement à définir : marché de capacités pour les énergies de « back up », rôle du marché pour la production des énergies renouvelables, valorisation du stockage, adaptation et « effacement » de la consommation, autoconsommation de l'énergie produite, rôle du réseau, intégration des coûts de stockage et de connexion sécurisée au réseau dans le prix de production des énergies renouvelables intermittentes, interrogation sur l'efficacité de l'obligation d'achat, juste valorisation du coût du carbone.

En tout état de cause, les moyens financiers à mobiliser seront très importants et l'effort d'investissement à accomplir considérable : en l'état actuel des connaissances, de l'ordre de 1/2 à 2 points de PIB pendant plusieurs décennies, selon l'ambition et les trajectoires des scénarios simulés. Il faut donc que les choix qui seront faits, qui engageront durablement l'avenir, soient soigneusement pesés et puissent prendre en compte l'ensemble de leurs conséquences.

Au-delà des incertitudes techniques et de l'ampleur de l'effort financier que la collectivité devra consentir, il est d'autres défis à relever. Défi, d'abord, de l'acceptabilité sociale : celle des effets pratiques de la transition, par exemple, d'avec une interconnexion accrue, qui suppose la création de nombreuses lignes à très haute tension supplémentaires. Celle aussi liée à une défiance de l'opinion vis-à-vis du nucléaire, encore aggravée depuis l'accident de Fukushima. Défi, enfin, d'un contexte énergétique international profondément, et sans doute durablement, modifié par l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels – gaz et pétrole –, aux États Unis aujourd'hui, dans de nombreux autres pays vraisemblablement demain.

Défini au niveau européen, le PEC se révèle particulièrement mal adapté à la situation française. Disposant, et de très loin, d'un mix énergétique parmi les moins carbonés, en Europe comme dans le monde, du fait de la place très particulière qu'y a le nucléaire, la France est de ce fait pénalisée par un objectif de réduction des émissions fixé en valeur relative. Elle l'est d'autant plus que sa dynamique démographique positive la distingue fortement, dans le passé comme sans doute dans les années à venir, de ses partenaires. S'il ne constitue donc que l'un des multiples déterminants de la donne énergétique, le facteur démographique ne devrait cependant manquer d'être pris en compte, que ce soit dans les réflexions sur les évolutions à donner à un éventuel nouveau Paquet énergie-climat, dans la fixation d'objectifs au-delà de 2020, ou dans la répartition des efforts à réaliser par chacun des pays de l'Union. La Cour est donc amenée à s'interroger sur la pertinence des objectifs du PEC au regard des spécificités françaises.

Pour autant que l'objectif visé soit celui de la lutte contre le réchauffement climatique, cette réalité invite d'autant plus à organiser l'effort prioritairement sur les secteurs qui sont en France les plus carbonés, - les transports, le bâtiment-tertiaire -, et émetteurs de gaz à effet de serre, - l'agriculture -, plutôt que de paradoxalement le focaliser à l'excès sur celui de la seule production d'énergie. Il est à cet égard paradoxal, mais révélateur, que les transports, premier secteur d'émissions, n'aient été que très faiblement examinés lors du récent débat sur la transition énergétique.

Au-delà de la difficulté particulière ainsi posée à la France du fait de ses spécificités, les objectifs du PEC apparaissent de surcroît en eux-mêmes mal adaptés. En effet, fixés en seuls termes d'émission de gaz à effet de serre (GES), et plus particulièrement en termes d'émissions nationales de carbone (CO₂), ils sont voués à échouer à prendre en compte une réalité qu'il conviendrait plutôt d'appréhender dans sa globalité, c'est-à-dire en termes d'empreinte carbone. Le modèle de consommation, plus que le système de production, tel est bien, en définitive, ce qu'il conviendrait de modifier, dès lors du moins que l'on vise à lutter efficacement contre le réchauffement climatique. Au-delà d'une modification de la nature des objectifs, ce ne sont sans doute ni les mêmes politiques, ni les mêmes instruments qu'il s'agit alors d'utiliser. C'est également à la lumière de cette interrogation de principe, plutôt que de la seule mise en avant des effets de la crise économique, qu'il faut analyser les échecs du marché de quotas et examiner l'intérêt et les difficultés d'une taxe carbone, ou de « mécanismes d'inclusion carbone ».

Par l'ampleur des transformations qu'elle requiert, par la mise en cause des modèles culturels – alimentaires, de mobilité, de logement et

d'urbanisme - et la recherche d'une sobriété énergétique inédite qu'elle suppose, la transition énergétique, rendue nécessaire par le réchauffement climatique et la dépendance de nos économies aux énergies fossiles, est un projet qui véritablement implique l'invention d'un nouveau modèle de société. Par l'importance des investissements qu'elle nécessite, elle conduira à la mobilisation durable de moyens financiers considérables. Ni la France, qui contribue pour 4 % du PIB mondial et 1 % des émissions, ni même l'Europe, avec 25 % du PIB mondial et 8 % des émissions, ne peuvent la mener seules.

Comme le reconnaissait en 2011 la Commission européenne : « *L'Union européenne, qui représente un peu plus de 10 % des émissions mondiales, ne pourra pas lutter seule contre le changement climatique. Une action internationale est le seul moyen de résoudre le problème du changement climatique et l'Union européenne doit continuer de faire participer ses partenaires.* ». Tel est toujours le réel enjeu que, après les difficultés rencontrées lors des récentes rencontres de Varsovie fin 2013, la France se devrait maintenant de porter en tant qu'organisateur de la prochaine conférence sur le climat à Paris, en décembre 2015.

Une telle mutation ne peut ni s'inventer, ni ne pourra se conduire sans une implication et une acceptation sociale fortes. Sa définition doit pouvoir reposer sur un débat public informé et transparent.

Annexes

**Annexe I. Lettre de saisine du Président de l'Assemblée nationale
et lettre de réponse du Premier président de la Cour
des comptes**

KCC A1210117 CDC
07/11/2012

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
LIBERTÉ • ÉGALITÉ • FRATERNITÉ

ASSEMBLÉE NATIONALE

LE PRÉSIDENT PARIS, LE - 6 NOV. 2012

Monsieur le Premier président,

Lors de sa réunion du 18 octobre dernier, le Comité d'évaluation et de contrôle des politiques publiques (CEC) a décidé, en application de l'article L. 132-5 du code des juridictions financières, de demander l'assistance de la Cour des comptes pour réaliser deux évaluations :

- la mise en œuvre par la France du paquet « énergie-climat » de 2008 ;
- le réseau culturel de la France à l'étranger.

Je vous saurais gré de me faire connaître dans quel délai la Cour des comptes serait en mesure de transmettre les rapports traduisant les résultats de ces deux évaluations.

En 2011, les rapporteurs du CEC ont participé au comité que la Cour a constitué pour venir en appui des magistrats chargés de l'évaluation de l'hébergement des personnes sans domicile. Cette participation a permis de bien coordonner les travaux de la Cour et ceux du CEC. Je vous propose donc de reprendre cette pratique pour les deux évaluations à venir et vous remercie de bien vouloir m'indiquer selon quelles modalités elle pourrait être mise en place.

Je vous prie de croire, Monsieur le Premier président, à l'assurance de ma considération distinguée.


Claude BARTOLONE

Monsieur Didier MIGAUD
Premier président
Cour des comptes
13 rue Cambon
75001 PARIS

*Le Premier Président
de la
Cour des Comptes*

Paris, le 24 décembre 2012

Monsieur le Président,

En réponse à votre courrier en date du 6 novembre 2012, je vous confirme que la Cour procédera aux évaluations que vous avez demandées sur :

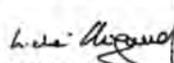
- la mise en œuvre par la France du paquet « énergie-climat » de 2008 ;
- le réseau culturel de la France à l'étranger.

Celle concernant le réseau culturel, préparée par la quatrième chambre de la Cour, dont le président est M. Jean-Pierre Bayle, pourra vous être remise pour le 1^{er} octobre 2013. La seconde évaluation sur le paquet « énergie-climat », préparée par une formation interchambres, dont le président est M. Christian Descheemaeker, président de la septième chambre, vous serait remise pour la fin décembre 2013.

Par ailleurs, sur la coordination des travaux de la Cour et du CEC que vous évoquez, je vous propose le mode opératoire suivant :

- les magistrats de la Cour se tiendront à disposition des rapporteurs du CEC pour définir avec eux, dès janvier 2013, le périmètre et l'approche de chaque évaluation et pour leur rendre compte, à échéance régulière, de l'avancement de leurs travaux ;
- chaque évaluation donnera lieu à une présentation par la Cour devant le CEC et à une publication concomitante ;
- les magistrats de la Cour se tiendront à disposition du CEC pour les travaux du comité relatifs à l'exploitation du rapport d'évaluation remis par la Cour, en assistant, s'il le souhaite, aux auditions auxquelles celui-ci voudrait procéder.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de ma haute considération.


Didier MIGAUD

Annexe II. Comité d'experts et personnes auditionnées

1 - Membres du comité d'experts

Nom	Prénom	Affiliation	Spécialité
CANDEL	Sébastien	Ecole Centrale Paris Académies des Sciences Académie des Technologies	Efficacité énergétique Combustion, économie d'énergie
CARA	Stéphane de	INRIA	Agriculture
CHEVALIER	Jean-Marie	Université Dauphine	Economiste - énergie
JANCOVICI	Jean-Marc	Carbone 14	Energie
KALAYDJIAN	François	IFP Energies nouvelles	CCS
LEGUET	Benoit	CDC-Climat	SCEQE
LEWINER	Colette	Capgemini Académie des Technologies	Energie - énergie renouvelables - international
MAUGARD	Alain	Qualibat	Bâtiment
ORFEUIL	Jean-Pierre	Université Paris-Est	Transport

2 - Personnes auditionnées

Personnalités auditionnées dans le cadre de la contradiction

Direction générale de l'énergie et du climat – MEDDE

- M. Pierre-Marie ABADIE, directeur de l'énergie
- M. Pascal DUPUIS, chef du service climat et efficacité énergétique

Commissariat général du développement durable (CGDD)

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

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

- Virginie SCHWARTZ, Directrice générale,
- Hervé LEFEVRE, Service climat
- M. Damien SIESS, directeur adjoint Productions et énergies durables

Direction générale du trésor

- M. Michel HOUDEBINE, chef du service des politiques publiques
- M. Emmanuel MASSE, sous-directeur des politiques sectorielles

Syndicat CFDT

- M. MERMET, M. OLIVIER, Mme GANDEUL

Syndicat CFE-CGC

- M M. Christian TAXIL, secrétaire général énergies

Syndicat CGT

- Mme Pierrette CROSEMARIE, conseillère
- Mme CAILLETAUD

Syndicat FO

- M. PAVAGEAU, M. KELLER, M. CHORIN, M. MISSE, M. GIQUELAINE

Association NEGAWATT

- Thierry SALOMON, Président

Association UFC Que Choisir

- M. Nicolas MOUCHNINO, chargé de mission
- M. Frédéric BLANC, juriste

UFIP

- M. SCHILANSKY, Président
- Mme MULLER, déléguée générale
- M. AGEORGES

UFE

- M. Jean-François RAUX, délégué général
- Mme Audrey ZEMATI, déléguée générale adjointe
- M. ALLINGER

Plan Bâtiment Durable

- M. Philippe Pelletier, Président du Plan Bâtiment Durable
- M. Jérôme Gatier, Chef de la mission du Plan Bâtiment Durable

Personnalité qualifiée

- M. Alain Grandjean, président des experts du comité du débat national sur la transition énergétique

Les rapporteurs ont participé à certaines des auditions de la 2^{ème} chambre à l'occasion du rapport de la Cour sur la politique de développement des énergies renouvelables. Les personnalités suivantes en ont été informées au début de leur audition :

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.

ADEME

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

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

RTE

M. Dominique MAILLARD, président du directoire de RTE.

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

Autres personnalités rencontrées dans le cadre de ce rapport :**Direction générale de l'énergie et du climat – MEDDE**

- Laurent MICHEL, Directeur général,
- Yves LEMAIRE, chef de bureau, Industrie pétrolière et nouveaux produits énergétiques
- Diane SIMIU, chef de bureau des Marchés carbone
- Vivien ISOARD, adjoint au chef de bureau Industrie pétrolière et nouveaux produits énergétiques
- Christian OESER et Lionel PERRETTE, chargés de mission Captage et stockage du CO₂ au sein du bureau Industrie pétrolière et nouveaux produits énergétiques

Commissariat général du développement durable (CGDD)

- Céline ROUQUETTE, Service de l'observation et des statistiques (Soes), sous directrice des statistiques de l'énergie
- M. Richard LAVERGNE, chargé de mission stratégique énergie et climat

Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA)

- Jérôme BOUTANG, Directeur général
- Nadine ALLEMAND, Directrice adjointe
- Jean-Pierre CHANG, Chef de département
- Julien VINCENT, Chef de département
- Etienne MATHIAS, Responsable du secteur agriculture
- Jean-Marc ANDRE, Chef d'unité technique

RTE

- M. Jean-Yves OLLIER, Directeur Général
- M. Fadhel LAKHOUA, Directeur, Affaires Financières et surveillance des marchés de gros

Caisse des Dépôts et Consignation (Climat/ Recherche)

- Emilie ALBEROLA : Chef de projet recherche. Marchés du carbone et des énergies
- Olivier SARTOR : Chargé d'étude. Marchés du carbone et des énergies
- Nicolas BERGHMANS : Chargé d'étude. Marchés du carbone et des énergies

Caisse des Dépôts et Consignation / Registre

- Yves ANDRE : Administrateur du registre national des quotas et crédits d'émission de gaz à effet de serre
- Nathalie DROSS : Adjointe

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

- Joëlle KERGREIS, Directrice exécutive,
- Jérôme MOUSSET, Service agriculture

IFPEN

- Olivier APPERT, Président

Observatoire français des conjonctures économiques et ADEME

- Frédéric REYNES, Chercheur en économie à l'OFCE et à TNO
- Gaël CALLONNEC, Economiste à l'ADEME
- Anne VARET, Directrice de la recherche et prospective à l'ADEME

EDF

- Henri PROGLIO, PDG
- Jean-Paul BOUTTES, Directeur, chef économiste

EON France

- M. POYER, Directeur général
- M. MOREL, Secrétaire général

AREVA (Allemagne)

- NIESSEN, Vice-Président R&D

Alstom Power

- M. Philippe PAELINCK, Vice-président, Portefeuille et positions stratégiques

Lafarge

- M. Vincent MAGES

MEDEF

- M. HUG, MEDEF et Directeur Environnement et efficacité énergétique à GDF-Suez

ENERDATA**CARBONE 4**

- Hélène Le Teno, manager

WORLD ENERGY COUNCIL

- M. Philippe JOUBERT, Conseiller sur le captage et stockage du CO2

Université de Paris Dauphine, Chaire d'économie du climat

- M. Raphael Trotignon, économiste du climat