

ANNEXES

Sommaire

ANNEXE N° III LE NOUVEAU CONTEXTE INTERNATIONAL ET L'EUROPE.....	9
Le bouleversement du contexte énergétique	10
DONNEES SUR LE JAPON, LES ÉTATS-UNIS ET LA CHINE	19
I - Fukushima et ses suites au Japon	19
II - Le « <i>plan Obama</i> » aux États-Unis	25
III - La politique énergie-climat de la Chine.....	28
L'ALLEMAGNE.....	32
I - Cadre général de mise en œuvre du PEC.....	32
II - Une analyse sectorielle.....	40
III - En conclusion : une politique ambitieuse mais risquée.....	43
LE DANEMARK.....	54
I - Cadre général de mise en œuvre du PEC.....	54
II - Une analyse sectorielle.....	57
III - En conclusion : des résultats ambigus.....	61
L'ESPAGNE	63
I - Cadre général de mise en œuvre du PEC.....	63
II - Une analyse sectorielle.....	66

III - En conclusion.....	72
L'ITALIE	73
I - Cadre général de mise en œuvre du PEC.....	73
II - Une analyse sectorielle.....	78
III - En conclusion.....	86
LE ROYAUME-UNI.....	88
I - Cadre général de mise en œuvre du PEC.....	88
II - Une analyse sectorielle.....	94
III - En conclusion : une politique énergétique à l'opposé de l'Allemagne, un échec sur le logement.....	102
LA SUEDE.....	106
I - Cadre général de mise en œuvre du PEC.....	106
II - Une analyse sectorielle.....	112
ANNEXE N° IV LA « CARBONATION » PARADOXALE, EMPREINTE ET TAXE CARBONE	127
I - La « carbonation paradoxale», ou les implications du PEC sur une énergie déjà peu carbonée	128
II - Réduire l'empreinte carbone ou les émissions nationales de GES	132
III - Mieux prendre en compte les externalités négatives du carbone	140
ANNEXE N° V LA MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT PAR SECTEUR.....	145
LES TRANSPORTS.....	146

I - Les objectifs du PEC dans le secteur des transports	146
II - L'état des lieux	148
III - Mesures découlant directement ou indirectement du PEC	152
IV - La trajectoire française	160
V - Des coûts peu maîtrisés	174
VI - Investissement d'avenir et autres programmes de recherche	178
VII - À court terme l'efficacité repose sur la technique, à long terme sur des ruptures technologiques et sociétales	195
 LE SECTEUR LOGEMENT TERTIAIRE	209
I - Le paquet énergie-climat dans le secteur logement-tertiaire	209
II - Le secteur logement-tertiaire est clef pour l'atteinte des objectifs du PEC	212
III - Les mesures prises pour améliorer l'efficacité énergétique du secteur logement-tertiaire	220
IV - L'évaluation de la politique d'efficacité énergétique du secteur logement-tertiaire dans le PEC	241
 L'INDUSTRIE	249
I - Les objectifs du paquet énergie-climat dans l'industrie	249
II - L'application du PEC au secteur industriel	250
III - Les mesures de mise en œuvre du PEC dans l'industrie	259
 LE SECTEUR AGRICOLE	270
I - L'application du PEC au secteur agricole français	270
II - Moyens, résultats et coût de la politique énergie climat dans le secteur de l'agriculture	273

III - État des lieux : quels efforts à horizon 2030 et 2050	283
---	-----

ANNEXE N° VI LE SYSTEME COMMUNAUTAIRE D'ÉCHANGE DE QUOTAS (SCEQE)..... 291

INTRODUCTION 292

I - Les fondements du système d'échange de quotas	293
---	-----

II - Le bilan d'étape des deux premières phases du SCEQE	309
--	-----

III - Les débuts de la phase III	322
--	-----

IV - La nécessaire réforme du système d'échange de quota	335
--	-----

V - L'articulation des objectifs du PEC entre eux	341
---	-----

VI - Mieux prendre en compte les externalités négatives du carbone....	344
--	-----

ANNEXE N° VII LES DEFIS TECHNOLOGIQUES..... 349

I - La question de l'intermittence et du stockage	350
---	-----

II - Défis technologiques et physiques	371
--	-----

III - Energie : produire mieux, améliorer les usages	379
--	-----

ANNEXE N° VIII MODELES DE SIMULATION, UNE GRANDE INCERTITUDE..... 391

INTRODUCTION 392

I - La prévalence des modélisations « bottom-up », ou « technico-économiques ».....	392
---	-----

II - L'exemple d'une modélisation macroéconomique : la « vision » ADEME/OFCE 2050	401
--	-----

III - France : le mur d'investissement et la falaise nucléaire	414
--	-----

ANNEXE N° IX CAPTAGE ET STOCKAGE DU CO2 418**I - La directive captage et stockage du carbone (CSC) 419****II - La technologie 421****III - Le coût 430**

ANNEXE N° III

LE NOUVEAU CONTEXTE INTERNATIONAL ET L'EUROPE

Le bouleversement du contexte énergétique

Conçu dans une période de croissance¹ et de relative stabilité de la donne énergétique mondiale, le Paquet Energie Climat a rapidement été confronté à une série d'événements inattendus : la crise économique et l'impact de l'accident de Fukushima², mais aussi l'irruption de l'exploitation des gaz non conventionnels aux États-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 PIB³, 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.

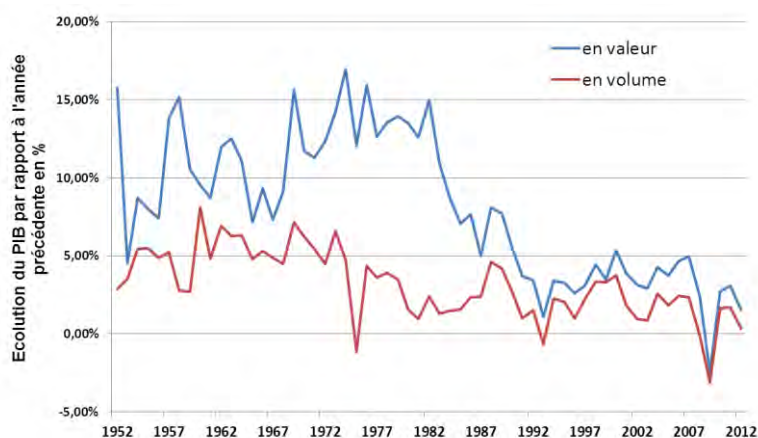


Figure 1. Evolution du PIB en France 1952-2012 (Cour des comptes d'après les données de l'Insee)

Ce ralentissement a tout particulièrement touché la production manufacturière⁴, au sein de laquelle se situent, dans l'hexagone, les

¹ Entre 2004 et 2007, l'Union Européenne des 27 connaît une croissance moyenne de 2,35 % de son PIB (taux par habitant en volume, prix 2005). Source : Eurostat

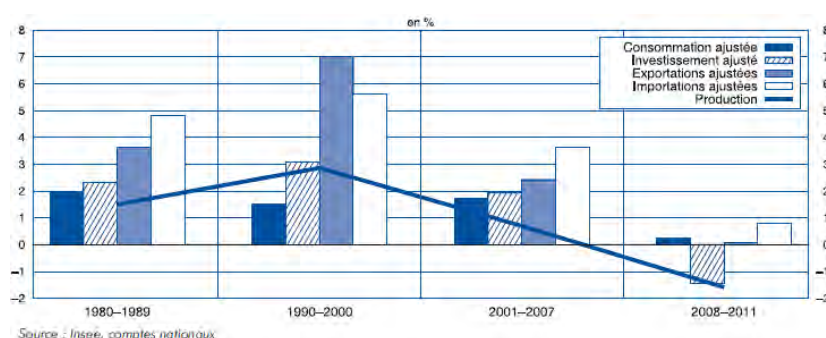
² La situation propre au Japon est développée plus loin.

³ <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=fr&pcode=tec00115>

⁴ Cf. JF. Eudeline, G. Sklénard, A. Zakhartchouk : « L'industrie en France depuis 2008 : quelles ruptures ? », Département de la conjoncture, Insee, déc. 2012.

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.

Tableau n° 1 Taux de croissance de la production manufacturière et des principales composantes ajustées



S'il est difficile d'établir avec certitude une exacte corrélation 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.

Cette baisse des émissions a ainsi largement aggravé les dysfonctionnements du système d'échange de quotas européen, déjà affaibli par la croissance considérable des énergies renouvelables, les normes et les premiers efforts d'efficacité énergétique. En l'absence de mécanisme de correction capable d'adapter la quantité d'allocations attribuées à la réalité de la conjoncture, il en a résulté une surabondance de quotas sur le marché européen. Pour mémoire, le seul excédent français – soit la différence entre les seules allocations de quotas et les émissions vérifiées se montait pour la période 2008-2012 à 118 MtCO₂ et même à près de 193 Mt en prenant en compte l'apport des crédits Kyoto. Il est estimé pour l'ensemble de l'Europe entre 1,3 et 1,5 MdtCO₂ pour la période 2013-2020.⁵ Aussi, en l'absence de toute réforme structurelle d'envergure ou de tout changement majeur de l'environnement international, le marché européen du carbone devrait rester durablement déprimé.

⁵ Estimations de la Commission européenne de CDC Climat en 2013. Cf, infra : « Le SCEQE peine à faire émerger un signal prix du carbone significatif ».

Au-delà de cette baisse mécanique des émissions et de son impact sur le SCEQE, 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, les établissements financiers, qui n'hésitaient pas à suivre ce type de projets avant septembre 2008 se montrent depuis le début de la crise plus prudents, notamment en exigeant des taux d'apport plus importants, entraînant à leur tour une fragilisation des porteurs de projets. Un sondage réalisé en 2009 par le Conseil français de l'énergie⁶ dans le cadre d'une enquête à l'échelle mondiale du *World Energy Council* aboutit alors à un constat identique : à moins de deux ans, les principaux acteurs du paysage énergétique français – membres du CFE – estiment que la stagnation devrait, dans le meilleur des cas l'emporter, ces mêmes acteurs estimant qu'à plus long terme, le retour de l'investissement devrait l'emporter.

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.

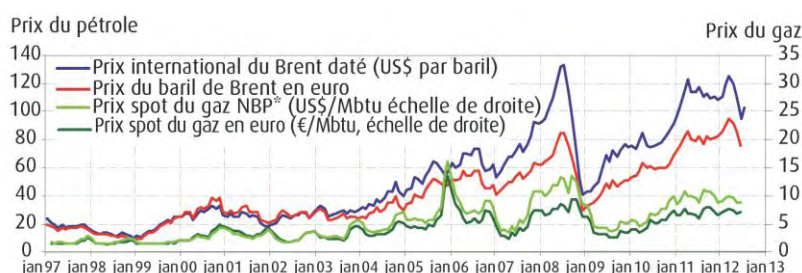


Figure 2. Prix mensuels des principales énergies fossiles. (source : service de l'observation et des statistiques (SOeS) d'après Insee. Comptes annuels Base 2005)

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.

⁶ « Conséquences de la crise sur le secteur de l'énergie », CFE, 2009 : http://www.worldenergy.org/documents/crise_document.pdf

B - L'Europe déstabilisée par l'exploitation des gaz non conventionnels aux États-Unis

1 - 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 gaz⁷. 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 de surcapacités créées par le développement massif des énergies renouvelables en Europe, l'équation financière penche en faveur de la lignite, au détriment⁸ des objectifs environnementaux du PEC. 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 (secteurs énergétiques et industriels) ont augmenté de 0,5 % 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 (618 TWh en 2012, en hausse de + 0,8 % par rapport à 2011), 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 2012). Au total, de 2011 à 2012, les émissions de CO₂ ont crû en Allemagne de 2 %, passant de 798 à 814 MtCO₂.

En parallèle, et se surajoutant aux précédents éléments, la houille se déverse actuellement en Europe. Elle vient des États-Unis, où le développement massif des gaz non conventionnels y a fait baisser le prix du gaz à jusqu'à 3 \$/MBtu⁹, le rendant même plus compétitif que le charbon pour les centrales électriques¹⁰. C'est ainsi que, de 2011 à 2012,

⁷ Les Echos, 24 mai 2013.

⁸ 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.

⁹ Soit l'équivalent d'approximativement 20 \$ le baril de pétrole.

¹⁰ La nouvelle politique annoncée le 25 juin 2013 aux États-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.

ses importations ont crû de 53 %, pour l'Italie, 26 % pour les Pays-Bas et 11 % pour l'Allemagne. La France, avec 4,1 Mt, n'a vu ses importations augmenter que de 1,9 %.

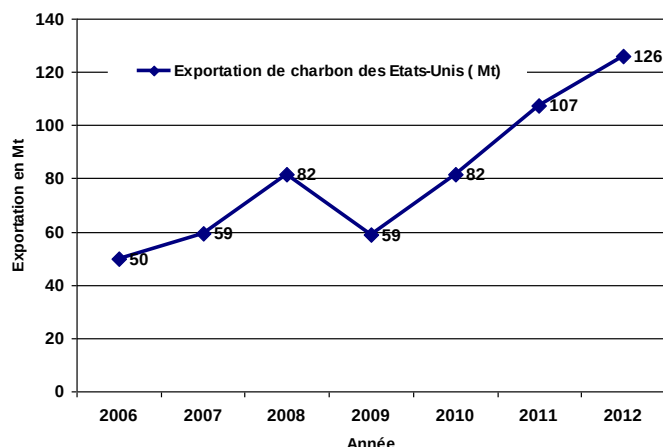


Figure 3. Evolution 2006-2012 des exportations de charbon des États-Unis (Cour des comptes d'après les données de « Exports, U.S. Department of Commerce »)

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. La fermeture de centrales à gaz, modernes et moins émettrices de CO₂, est générale en Europe. Le groupe Eon, qui a investi dans des centrales à gaz, est le grand perdant en Allemagne, alors que RWE, malgré la fermeture anticipée de ses réacteurs nucléaires, a maintenu ses résultats grâce à ses centrales à charbon.

2 - L'essor des hydrocarbures non-conventionnels aux USA : 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. L'apparition des gaz non conventionnels américains sur le marché a, en effet, profondément modifié les perspectives tant à court qu'à moyen terme des énergéticiens. L'obligation d'achat des énergies

renouvelable intermittentes (éolien et PV) à coût marginal de production¹¹ quasi nul a inversé « l'ordre de mérite » entre le gaz et le charbon pour la production d'électricité de telle sorte que l'Allemagne comme les Pays-Bas en particulier utilisent dans l'ordre : la lignite, puis la houille, le gaz venant après à un coût marginal nettement plus élevé.

Face à ce contexte qui conduit à une complète fragilisation de la sécurité du dispositif énergétique, la question qui se pose est celle de la durée de ce contexte,

Les perspectives qu'envisage le département de l'Energie des États-Unis (DOE) dans la figure ci-dessous, conduisent à penser qu'il pourrait bien être durable.

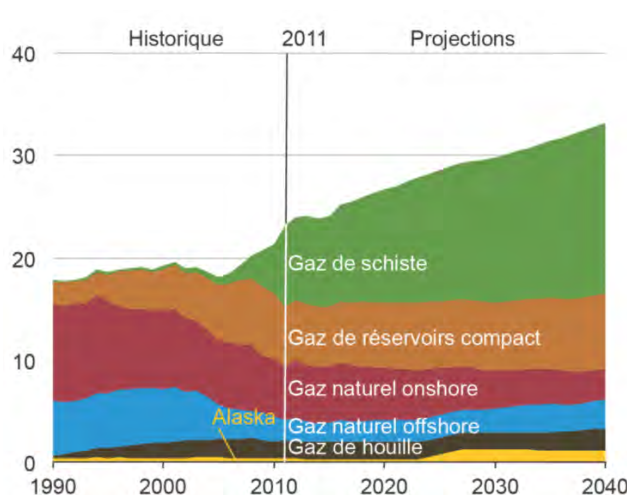


Figure 4. Production de gaz aux États-Unis 1990- 2011 et prévisions 2040 en tbf ou « trillions de pieds cube » (Source U.S. Energy Information Administration | *Annual Energy Outlook*, avril 2013)

¹¹ Compte-tenu de la prise en charge de la différence entre le prix de marché et le coût de production des EnR par la CSPE, 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.

D'une part, en effet, le DOE ne prévoit pas en effet une baisse de la production de gaz de schiste dans les 20 prochaines années, mais anticipe, au contraire, un doublement de celle-ci (470 Gm³ en 2040). D'autre part, sur la base d'estimations détaillées par bassins, en particulier concernant les quantités moyennes récupérables ou l'espacement des puits de forage, le DOE évalue le potentiel total récupérable à 13 000 Gm³, soit 59 ans de la production actuelle de gaz de schiste (*shale gas*). Le nombre de puits nécessaires pour le valoriser a été évalué à 410 000 puits, soit 13 700 puits forés par an environ, en supposant une exploitation sur 30 ans. Ce chiffre ne semble pas irréaliste, car pas moins de 37 500 puits¹² ont été forés en 2010.

Avec la mise en exploitation des hydrocarbures non-conventionnels, aux USA pour l'instant, dans d'autres pays sans doute demain, le concept de pic de production vient sans doute de reculer de plusieurs décennies. C'est pourquoi, les scénarios macro-économiques pourraient bien faire une erreur majeure s'ils devaient ne retenir pour seule hypothèse une hausse continue du prix des énergies fossiles pour les prochaines décennies. Devant la situation qui vient d'être analysée, il serait avisé de définir aussi des scénarios utilisant des chroniques de prix de l'énergie sensiblement revues à la baisse.

C - Europe : l'accroissement des EnR s'est accompagné d'un accroissement d'émissions de CO₂

Du fait de l'obligation d'achat, le caractère fatal de la production des énergies renouvelables crée une distorsion majeure sur le marché de l'énergie en Europe. Ainsi, l'absence de moyens de stockage à grande échelle de l'électricité implique un recours accru à des solutions de « back-up », de production de complément, nécessairement à base d'énergie fossile.

Or, l'essor des gaz non conventionnels aux USA y entraîne une baisse de la consommation de charbon et conduit à une baisse des cours du charbon en Europe. Du fait de cette concurrence imprévue du charbon, la faible utilisation des centrales à gaz peu émettrices de CO₂ (centrale à cycle combiné, dite aussi CCGT pour *Combined Cycle Gas Turbine*) qui en résulte induit une profonde désorganisation du secteur de l'énergie. Elle aboutit, in fine, à un arrêt des investissements qui met en péril la sécurité énergétique de l'Europe.

¹² Par puits, il est entendu puits horizontaux, sachant qu'une tête de puits vertical peut être reliée à une dizaine de puits horizontaux.

Au total, 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 nécessite un appel plus important au charbon et ce au détriment du gaz. La Figure 5 montre que l'utilisation du charbon est revenue en 2012 à son niveau de 2007 et que celle du gaz se rapproche de son niveau de 2000.

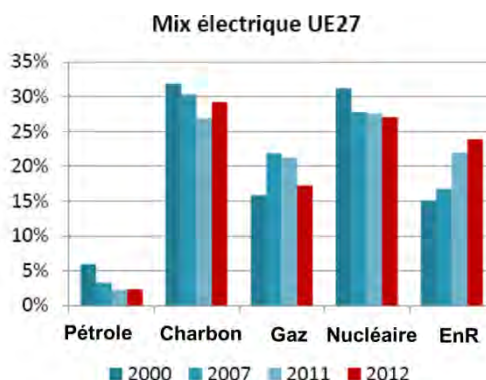


Figure 5. Variations du mix électrique de l'Union européenne (Données Enerdata)

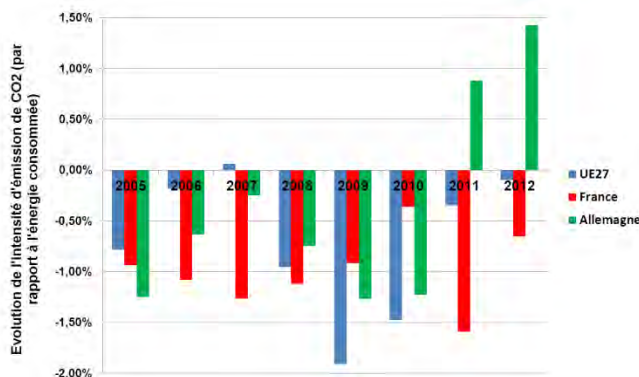


Figure 6. Evolution moyennée sur deux ans de l'intensité énergétique des émissions de CO₂ (variation du rapport des émissions de CO₂ sur le total de l'énergie consommée). (Source : Enerdata 2013)

Cette progression du charbon en Europe s'accompagne d'une forte diminution de l'utilisation du gaz, au détriment donc des objectifs de réduction des émissions de gaz carbonique. Dans les faits, la situation de l'Allemagne pesant sur celle de l'U.E., 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 comme le montre la Figure 6.

Données sur le Japon, les États-Unis et la Chine

I - Fukushima et ses suites au Japon

A - Des réactions différentes d'un continent à l'autre

Le 11 mars 2011, un violent séisme suivi d'un tsunami faisait plus de 20 000 victimes sur la côte orientale du Japon et provoquait un grave accident nucléaire à la centrale de Fukushima. Cet accident a suscité dans le monde des réactions extrêmement diversifiées.

Si de tels événements n'ont en effet apparemment entraîné aucune modification de la politique énergétique de pays comme l'Inde, les États-Unis ou encore la Chine¹³ où le développement du nucléaire est toujours d'actualité, d'autres ont revanche décidé d'abandonner l'atome en faveur des énergies renouvelables, et entamé une transition énergétique vers des modes de consommation et de production nouveaux : la volonté affichée par la France de limiter sa production d'origine électro nucléaire à 50 % en 2025 ou encore l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim en principe prévu pour 2016, mais aussi la décision de l'Allemagne de fermer immédiatement une partie de son parc nucléaire et la totalité d'ici 2022, participent ainsi de ce contexte « post Fukushima ».

Il faut noter que comme en Allemagne, la décision des autorités japonaises de stopper très rapidement l'activité de la totalité de leur parc nucléaire a contraint le pays à recourir massivement à des solutions de substitution qui ont, à leur tour, entraîné une augmentation sensible des émissions de gaz à effet de serre. Pour le Japon, cela a en outre accentué la dépendance énergétique du pays.

¹³ A titre d'exemple, la Chine devrait prochainement ajouter 28 nouveaux réacteurs aux 17 existant actuellement sur son sol. Après avoir, pour sa part obtenu en septembre 2008 de la part des membres du Groupe des fournisseurs nucléaires (GFN) l'autorisation d'acheter de la technologie nucléaire, l'Inde devrait pouvoir construire, à terme de nouvelles centrales atomiques. Enfin, l'adoption par le Congrès des États-Unis de l'*Energy Policy Act* en août 2005 a clairement accordé une priorité au développement des énergies renouvelables et à celui de nouvelles centrales nucléaires. En février 2012, les autorités américaines ont ainsi accordé leur autorisation pour la construction de deux nouveaux réacteurs en Géorgie.

B - Arrêt du nucléaire au Japon puis début de redémarrage

Malgré la réactivation en juillet 2012 de deux tranches à Ohi (situées à l'ouest du pays) pour environ 13 mois, 48 des 50 réacteurs nucléaires du Japon sont aujourd'hui toujours arrêtés en attendant que soit confirmée leur sûreté sur la base de normes plus sévères actuellement en cours d'élaboration par une nouvelle instance de régulation.

Cette décision, prise alors que le Japon, jusqu'en 2011, envisageait de porter la part d'électricité nucléaire de 26 à 50 % de son mix électrique à l'horizon 2030, constitue un cas d'école : en quelques mois, cet État, dont la consommation d'électricité a augmenté de 942% entre 1960 et 2010 a dû pallier la disparition soudaine du quart de son mix électrique.

Certes, les événements du Japon ne sont bien sûr en aucun cas directement liés à la mise en œuvre du Paquet Energie Climat. L'impact de leur concomitance et la radicalité des décisions japonaises ne peuvent en revanche être ignorés : celles-ci permettent en effet, à côté de ce qu'il convient d'appeler « le cas allemand », d'observer en direct les conséquences de choix énergétiques de l'archipel nippon dictés par les circonstances.

S'il est sans doute prématuré de tirer tout type de conclusion sur le cas japonais, ne serait-ce que par manque de recul, plusieurs points méritent cependant d'être rappelés.

La nécessité de pallier l'arrêt de la production électrique d'origine nucléaire dans un temps extrêmement court a pu être réalisée par l'action de deux principaux leviers : la très forte augmentation de la part des énergies fossiles (notamment celle du gaz naturel liquéfié-GNL) dans le mix électrique japonais et une réduction volontariste de la consommation. En l'absence de données fiables mais aussi en raison de l'arrêt progressif de la production nucléaire et du caractère récent de ces événements rendant la collecte d'informations peu aisée, il reste délicat de pouvoir proposer des conclusions, notamment sur la part de la réduction de la consommation. Plusieurs raisons rendent cette analyse malaisée : à la mi-juillet 2011, période de pic de consommation au Japon, les 18 tranches nucléaires encore en activité (sur 54) produisaient en effet encore 15 % de l'électricité contre près de 27 % un an auparavant. En décembre 2011, cette part était passée à 6,6 % pour tomber à zéro en juin 2012. En revanche, de janvier à avril 2012, les combustibles fossiles auraient produit 90 % de l'électricité japonaise comparés aux 64 % pour la même période en 2011.

MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT : Données sur le Japon, les États-Unis et la Chine

Cour des comptes

La mise en œuvre par la France du Paquet énergie-climat, annexes – décembre 2013
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

Au total, les différentes données recueillies dans le Tableau n° 2 sur la consommation énergétique japonaise) permettent néanmoins plusieurs constats :

- L'impact des efforts pour réduire la consommation électrique totale, qui baisse de 3 % entre 2010 et 2011-2012, est réel. Cette baisse demeure néanmoins difficile à interpréter : non seulement la diminution reste peu significative au regard des 26 % de la production nucléaire, mais l'attribuer aux efforts post Fukushima n'est guère évident dans la mesure où pareil effort a déjà été accompli entre 2007 et 2008/2009 avec une diminution plus significative, probablement dû à la crise.
- La part des énergies renouvelables dans le mix énergétique japonais a probablement contribué à alléger la perte de la production nucléaire. Son augmentation demeure cependant modeste avec une hausse d'environ 5,5 % entre 2010 et 2012.
- Le recours massif aux énergies fossiles est en revanche avéré, ce que confirme par ailleurs **la très nette augmentation des émissions de gaz à effet de serre japonaises au cours de l'année 2012 de 70 millions de tonnes par rapport à 2011, soit + 5,7 % en un an** : après une baisse continue de la consommation de pétrole entre 2008 et 2010, celle-ci repart nettement à la hausse après Fukushima, passant de 188Mt en 2010 à près de 200 Mt en 2012, soit un doublement de sa part dans le mix électrique japonais entre 2009 et 2012. L'importation de gaz naturel liquéfié est plus importante encore : alors que la consommation du Japon reste à peu près stable entre 2006 et 2010, avec une moyenne de 104 Md de mètres cubes, celle-ci passe entre 2010 et 2012 à 135 Md, soit une augmentation de 30 %, la part du GNL dans le mix électrique global passant ainsi de 29 % en moyenne entre 2008 et 2010 à 48 % en 2012 (cf. la Figure 7).

Tableau n° 2 Données énergétiques diverses sur le Japon 1990-2012.

JAPON	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2011 2012 (%/an)	2000 - 2012 (%/an)
Consommation énergétique totale (Mtep)	439	519	511	510	506	523	521	520	515	496	472	497	471	457	-2,9	-1,1
Part ENR (%)	3,3	3,1	3,0	3,0	3,4	3,3	3,3	3,5	3,4	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	4,3	1,9
Electricite Twh	759	958	941	957	950	977	993	1000	1027	980	951	1018	970	971	0,0	0,1
Consommation Gaz naturel (bcm)	58	84	84	86	89	89	89	98	107	104	104	109	122	135	10,8	4,0
Consommation Pétrole (Mt)	222	234	228	231	229	227	223	214	211	194	189	188	191	198	3,5	-1,4
Consommation Charbon & lignite (Mt)	116	150	154	163	168	172	180	179	185	173	164	177	168	177	5,6	1,4

Source : Enerdata. Retraitement Cour des Comptes

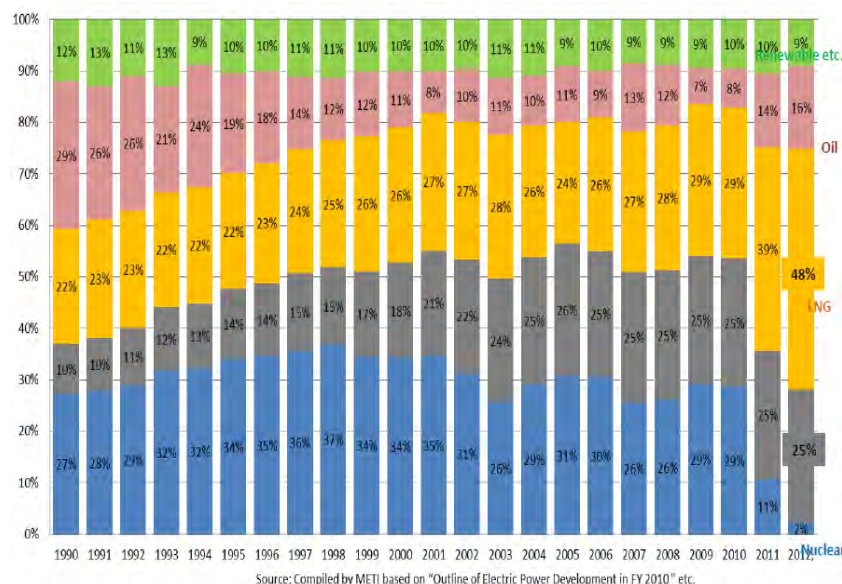


Figure 7. Le mix électrique japonais 1990-2012. Source : Ministère de l'Economie, du Commerce et de l'Industrie du Japon (METI).
Vert : ENR ; Rose : Fuel/pétrole ; Jaune : Gaz naturel liquéfié ; gris : charbon ; bleu : nucléaire.

Le redémarrage momentané des deux réacteurs d'Ohi en juillet 2012 sur décision du nouveau gouvernement de Shinzo Abe et qui pourrait être suivi d'une reprise de l'activité nucléaire peut sans doute être compris comme une réponse aux déséquilibres ainsi créés.

La décision du Parti libéral-démocrate d'envisager à terme le redémarrage de plusieurs autres réacteurs nucléaires semble en effet dictée par une double considération :

- le développement important des énergies renouvelables, qui ne représente que 2 à 3 % de la production totale d'énergie au Japon, ne peut, à terme, suffire à remplacer la production nucléaire sans qu'il y ait de rupture majeure des habitudes de consommation ou, simplement, risque sur l'approvisionnement.
- Cette décision s'explique également par le poids de plus en plus lourd des énergies fossiles dans le bilan de la balance commerciale : l'augmentation des importations de gaz et de pétrole combinée à la chute du yen par rapport au dollar ont ainsi largement contribué

- au déficit commercial record de près de 7000 milliards de yen enregistré par le Japon en 2012.
- à l'augmentation du prix de l'électricité

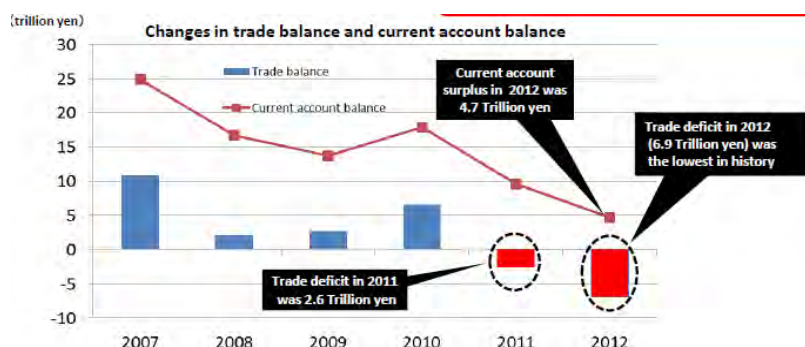


Figure 8. Balance commerciale du Japon (bleu puis rouge) et balance des comptes courants (courbe rouge) en Mds de yen.

Source : METI

En outre, et sans préjuger des décisions à venir du nouveau gouvernement, le Ministère de l'Economie, du Commerce et de l'industrie japonais (METI) a dès à présent estimé que la forte augmentation de la part des énergies renouvelables, qui devra contribuer à la réduction des émissions du pays et à son indépendance énergétique, pourrait cependant s'effectuer, à côté d'une réelle diminution des importations de fuel, principalement au détriment de la production nucléaire, ce qui n'est pas sans rappeler le cas de l'Allemagne. L'analyse du METI conclut également à un fort maintien de la dépendance vis-à-vis du gaz qui deviendrait, en 2035 la première source d'énergie électrique sur l'archipel.

Le charbon continuerait également, selon cette projection, à représenter, malgré une certaine diminution de sa part, près de 20 % du mix électrique japonais, les gains liés à l'efficacité énergétique contribuant avant tout à freiner l'évolution de la consommation.

Au total, sauf à envisager une transformation sociétale de grande ampleur et malgré une multiplication par trois de son potentiel d'énergies renouvelables d'ici 2035 et une amélioration de son efficacité énergétique, le Japon devrait largement rester tributaire à la fois d'un parc nucléaire et des énergies fossiles.

MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT :

Données sur le Japon, les États-Unis et la Chine

Cour des comptes

La mise en oeuvre par la France du Paquet énergie-climat, annexes – décembre 2013
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

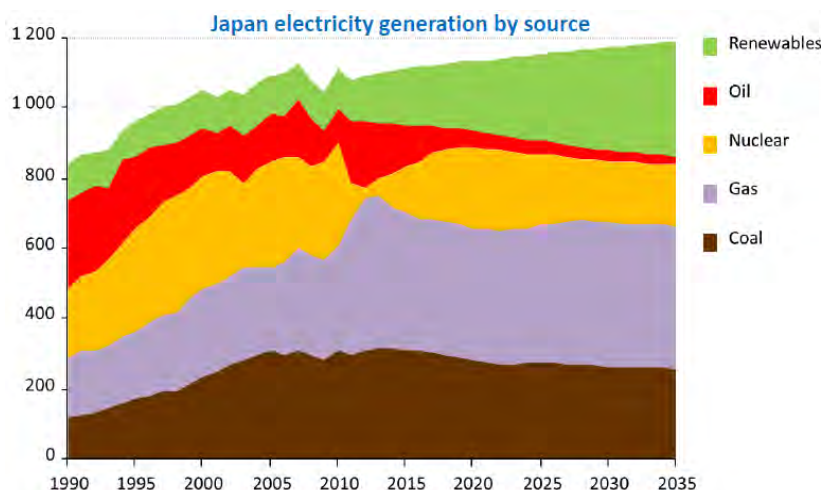


Figure 9. Prévion de l'évolution du mix de production électrique au Japon (en TWh). Source : METI

Depuis les dernières élections, le gouvernement japonais manifeste ainsi une volonté politique de redémarrer les centrales. La mise en place d'une nouvelle autorité de sûreté a aussi permis de poser un nouveau cadre : quatre électriciens ont demandé début juillet 2013 l'autorisation de redémarrer 12 tranches nucléaires. La reprise du projet d'usine de retraitement et la reprise des livraisons de combustible MOx est un autre signe d'une réactivation de la filière.

Il n'en reste pas moins que la restauration de la confiance du public est un défi important, alors que de nouveaux problèmes apparaissent encore régulièrement à Fukushima.

II - Le « plan Obama » aux États-Unis

A - Les émissions de CO₂ des États-Unis diminuent depuis 2007

Les émissions carbonées des États-Unis sont à la baisse. La Figure 10 ci-dessous montre une évolution très similaire à celle des émissions de l'Union européenne et des États-Unis, alors qu'il n'y a pas d'équivalent dans ce dernier pays d'un Paquet énergie-climat.

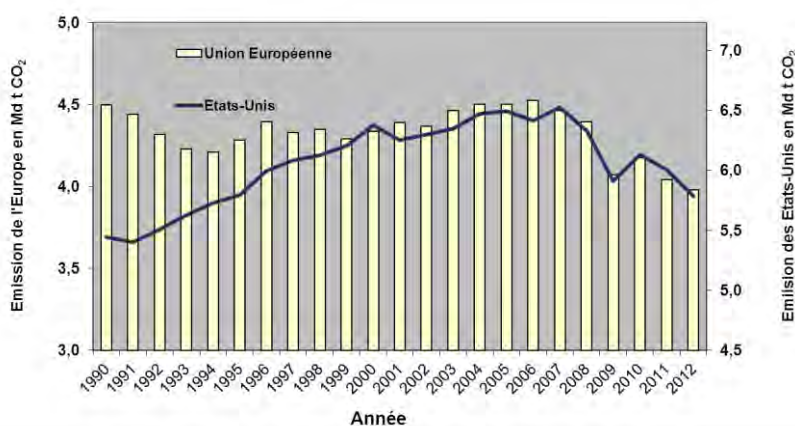


Figure 10. Historique des émissions de CO₂ des États-Unis (unités de droite) vs l'Union Européenne (unités de gauche) (Source : Cour des comptes d'après les données de « BP Statistical Review of World Energy », June 2013)

La raison invoquée et déjà mentionnée réside dans le basculement des centrales électriques à charbon vers le gaz dont le prix s'est effondré à partir de l'extraction des gaz non conventionnels. L'analogie des évolutions européennes et américaines laisse à penser que les origines sont toutefois plus complexes. Une étude récente du Rhodium Group¹⁴ a développé une analyse comparative à partir d'un scénario de référence de « business as usual ». Leur conclusion est que

- 55 % de la baisse serait due à la crise économique et seulement 45 % à la réduction de l'intensité en carbone de l'énergie, et
- seulement 38 % de ces 45 % sont dus aux gaz non conventionnels, le reste venant des énergies renouvelables et un peu du nucléaire

¹⁴ Cf. <http://rhg.com/notes/coal-claws-back>, 14 février 2013.

Tableau n° 3 Origine des réductions de l'intensité en carbone de l'énergie aux États-Unis

Gaz naturel	Eolien	Biomasse Biocarburants	Solaire	Autres EnR	Nucléaire
38 %	27 %	24 %	4 %	3 %	5 %

Source : Rhodium group¹⁴

Bien qu'une analyse équivalente ne semble pas avoir été encore produite pour l'Union européenne, il est probable qu'une répartition analogue existe entre diminution des émissions provoquées par la crise et augmentation des énergies renouvelables, avec le frein de l'utilisation du charbon, en particulier celui exporté par les États-Unis.

B - Un plan dit « ambitieux » mais encore peu précis

Lors de la campagne pour sa réélection, le président s'était engagé à ce que les émissions de GES en 2050 soit 80 % de celles de 1990, avec un objectif intermédiaire de 17 % de réduction en 2020 par rapport à 2005. Plus de la moitié du chemin a déjà été parcourue (cf. la Figure 10).

Le plan annoncé le 25 juin 2013 consiste en un mémorandum demandant à l'Agence de l'environnement (l'EPA) de formuler des normes de réduction de CO₂ pour les centrales électriques, sans toutefois fixer d'objectifs de réduction globale. L'EPA a été chargée de préparer un projet de normes pour le 1^{er} Juin 2014 et de finaliser la réglementation un an plus tard que les États seraient tenus de respecter avec des plans de mise en œuvre d'ici la mi 2016.

Les limites d'émissions imposées pèseront lourdement sur les 585 centrales alimentées au charbon, dont certaines âgés émettent jusqu'à 1,13 tCO₂ par MWh, soit presque trois fois plus que les centrale à gaz. En avril 2012, l'EPA avait ainsi publié un projet de norme d'émission de 0.45 tCO₂ pour les futures centrales à combustible fossile, mais après avoir reçu plus de 2 millions de commentaires, l'agence a décidé de réévaluer cette limite.

En fin de compte, les États-Unis tablent plutôt sur la capture et le stockage du carbone, mais avec le défi majeur du coût, de l'ordre de 50 à 70 \$ la tonne de CO₂ d'après l'Electric Power Research Institute¹⁵.

¹⁵ « Obama climate plan will hit coal hard », Physics Today, p.20, August 2013.

En conclusion, le plan Obama cible le remplacement des centrales à charbon les plus polluantes mais ne donne pas d'objectifs globaux de réduction des gaz à effet de serre.

III - La politique énergie-climat de la Chine¹⁶

Absorbant à elle-seule la moitié de la production mondiale de charbon, la Chine est responsable de 80 % de l'accroissement des émissions de CO₂ depuis 2008. La figure 6 du rapport montre que malgré la diminution de 14 % en 20 ans des émissions de CO₂ par kWh électrique, la Chine est encore pratiquement un facteur 10 au-dessus de la France et fait juste mieux que la Pologne.

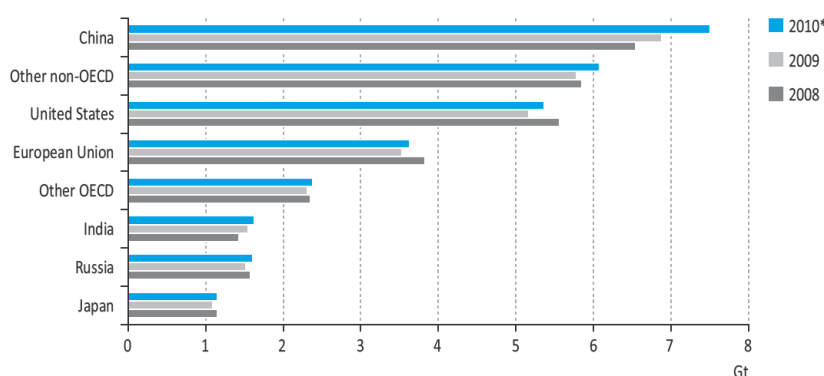


Figure 11. Emissions de CO₂ reliée à l'énergie pour différents pays ou groupes de pays de 2007 à 2010 (Source : Agence internationale de l'énergie (AIE), World Energy Outlook 2011)

Pour, à la fois, des raisons intérieures (l'accès limité aux énergies fossiles et pollution exacerbée dans les agglomérations) et extérieures de pression internationale, la Chine s'est lancée dans une stratégie nationale ambitieuse d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de GES. Le 11^{ème} plan quinquennal (2006-10) avait ainsi donné des objectifs de réduction de 20 % en moyenne de l'intensité énergétique (par rapport au PIB).

¹⁶ Sauf mention autre, les données sur la Chine présentées ici sont tirées de « A low-carbon road map for China », Nature, vol. 500, 8 août 2013, pp.143-145.

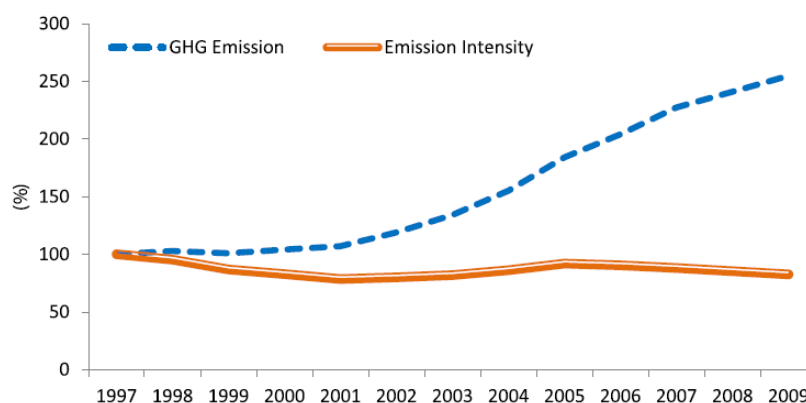


Figure 12. *Emissions et intensité d'émission de CO₂ chinoises de 1997 à 2009* (Source : Z. Liu et al. / *Energy* 45 (2012) 1059-1068)

Le 12^{ème} plan (2011-15) cible aussi des réductions en intensité énergétique et en intensité d'émission de carbone (par rapport au PIB) de 16 % et 17 % respectivement. En fait, les émissions globales ont crû de 50 % de 2006 à 2010 malgré les objectifs atteints sur les intensités (cf. la Figure 12) du fait de la croissance très forte du PIB chinois.

Il est peu connu que la Chine est le premier investisseur mondial en énergies renouvelables, avec 68 Md\$ en 2012, soit 20 % du total pour cette année.

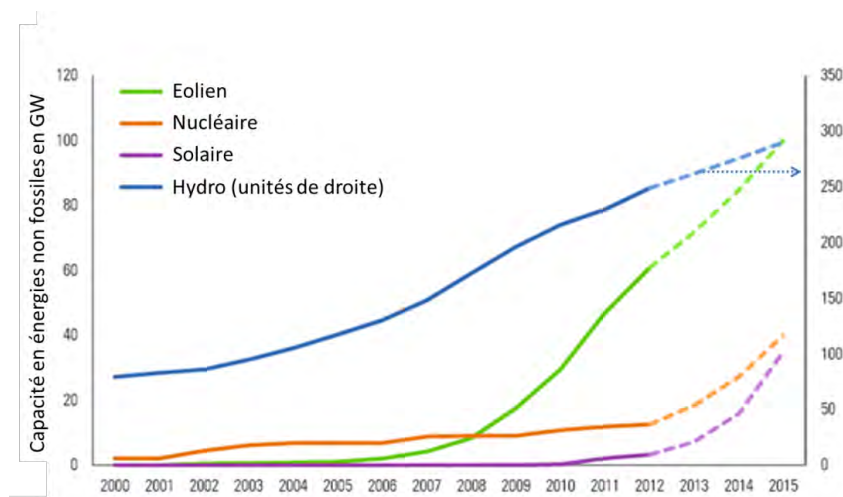


Figure 13. Capacités en énergies non fossiles de la Chine et prévisions gouvernementales jusqu'en 2015 (Source : Cour des comptes d'après « China's 2012 Energy Report Card, Rhodium Group », 27 février 2013)

Les énergies renouvelables installées en 2011 correspondaient à une capacité de 300 GW, pratiquement deux fois plus que les États-Unis. Ces énergies correspondent d'abord à de l'hydraulique, 720 TWh produits en 2011 puis à l'éolien avec une production de 70 TWh. Ce développement est néanmoins limité par le réseau qui reste à grandement améliorer.

De plus la Chine fabrique beaucoup plus de cellules photovoltaïques qu'elle n'en utilise elle-même : la capacité de construction était de 40 GW en 2012 mais seulement 23 GW ont été fabriqués, soit 60 % des 37 GW de production mondiale. Moins de 10 % de cette fabrication a été installée en Chine.

Le potentiel de l'éolien est élevé. Il serait semble-t-il possible de construire 640 GW de capacité pour un coût estimé de 900 Md\$. Toutefois, pour l'instant la Chine a fait le choix du nucléaire. Si actuellement ses 17 réacteurs fournissent avec leur 17 GW seulement 1 % de la capacité électrique totale, 28 autres sont en construction et des réacteurs plus avancés sont en programme. L'objectif de la Chine est de porter sa capacité nucléaire à 80 GW dès 2020, 200 GW en 2030 pour atteindre 400 GW en 2050.

MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT :

Données sur le Japon, les États-Unis et la Chine

Cour des comptes

La mise en oeuvre par la France du Paquet énergie-climat, annexes – décembre 2013
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

Comme l'Europe, a aussi lancé un marché carbone, d'abord au niveau local, en Juin 2013 à Shenzen. Ce schéma est désormais testé dans sept provinces et municipalités, affectant un total annuel de 1,5 MdtCO₂.

En conclusion, les émissions de CO₂ continuent de croître en Chine du fait de la forte croissance de son PIB. Il n'en reste pas moins que la Chine s'est fixé et respecte des objectifs très ambitieux d'efficacité énergétique ainsi que d'énergies renouvelables et décarbonées. Les instruments qu'elle met en place ont des similitudes avec ceux du PEC, une des différences majeures étant toutefois l'implication de l'énergie nucléaire.

L'Allemagne

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC

A - Le plan d'actions

L'Allemagne a adopté un "plan national énergie-climat" en août 2007, en amont des négociations communautaires sur le PEC de décembre 2008. Dans le cadre de ce plan national, l'Allemagne s'est engagée à réduire ses émissions de CO₂ de 40 % d'ici 2020 (par rapport à 1990) et à augmenter la part des énergies renouvelables à 25-30 % de la production d'électricité et à 14 % de la production de chaleur.

Trois objectifs complémentaires ont été fixés à l'Allemagne dans le cadre du PEC :

- réduction des émissions de CO₂ dans les secteurs non-couverts par le marché européen des émissions de CO₂ (ETS) de 14 % en 2020 (par rapport à 2005),
- part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale de 18 % en 2020,
- baisse du plafond d'émission du marché européen des émissions de CO₂ de - 21 % en 2020 (par rapport à 2005), qui concerne naturellement les installations allemandes assujetties à ce marché.

Ces objectifs communautaires ne sont pas explicitement repris dans le cadre de la stratégie énergétique et climatique allemande. Ils sont en effet moins ambitieux que les objectifs nationaux, correspondant uniquement à une baisse des émissions de CO₂ de l'ordre de 33-34 % (contre un objectif national de - 40 %).

B - Organisation du pilotage et méthodologie

Les ministères fédéraux de l'Economie et de l'Environnement sont chargés du pilotage et du suivi de la politique énergétique et climatique du pays.

Le gouvernement fédéral recourt à plusieurs indicateurs, plus ou moins agrégés, pour mesurer les gains d'efficacité énergétique :

1. sur le plan macroéconomique, les indicateurs retenus sont la productivité énergétique primaire et la productivité énergétique finale de l'économie allemande (en €/GJ, corrigée des variations de température et des variations de stock).
2. sur le plan sectoriel, les indicateurs retenus sont :
 - la productivité énergétique finale de l'industrie (en € de valeur ajoutée/GJ, corrigée des variations de température) ;
 - la productivité énergétique finale du secteur résidentiel/tertiaire (en € de valeur ajoutée/GJ, corrigée des variations de température) ainsi que la consommation moyenne d'énergie finale du secteur résidentiel divisée par la surface habitée totale (kWh/m²an) ;
 - la consommation d'énergie finale du secteur des transports (PJ), la consommation énergétique moyenne des nouveaux véhicules immatriculés (litre de carburant/km) et l'évolution du nombre de voyageurs•km.

D'après les experts, l'Allemagne dispose d'une base de données statistique relativement fiable, en particulier en ce qui concerne la consommation d'énergie primaire et l'énergie finale consommée dans les secteurs de l'industrie et des transports. La qualité des données est moins fiable dans les secteurs résidentiels et tertiaires.

C - L'évaluation de la mise en œuvre du PEC et de son impact économique

L'Allemagne dresse un bilan régulier de sa politique de transition énergétique, sans faire de bilan spécifique du PEC, celui-ci étant de facto moins ambitieux. Depuis 2012, les ministères fédéraux de l'économie et de l'environnement publient notamment un rapport annuel de suivi de la transition énergétique du pays. Ce processus de monitoring est réalisé avec l'assistance d'un comité d'experts indépendants. Ces experts, qui sont notamment chargés de faire des recommandations méthodologiques sur le processus d'évaluation, publient également une analyse critique du rapport du gouvernement.

Conformément à la décision 280/2004/CE du Parlement européen et du Conseil, le ministère de l'environnement remet tous les deux ans à la Commission européenne un rapport sur l'évolution des émissions de CO₂ du pays. Selon le rapport de 2013, les mesures actuelles devraient conduire à une baisse des émissions du pays de 33 à 35 % en 2020 (par

rapport à 1990), inférieure aux objectifs nationaux mais en ligne avec les objectifs du PEC.

Il n'existe pas d'analyse détaillée et globale des conséquences macroéconomiques de la transition énergétique. Plusieurs indicateurs sectoriels sont néanmoins évalués par le gouvernement. Les experts du gouvernement ont débuté un travail méthodologique, afin d'étudier cette question de manière systématique.

D - Une mise en œuvre volontariste des énergies renouvelables malgré quelques échecs industriels

Le développement des énergies renouvelables en Allemagne a été soutenu dès 1990 par une politique de soutien très incitative favorisant la production, menée parallèlement à une politique industrielle active, en particulier dans les domaines éoliens et photovoltaïques. La loi fédérale de promotion de l'électricité renouvelable (loi EEG de 2000) qui lui était associée garantissait un tarif d'achat préférentiel pendant 20 ans et un accès prioritaire au réseau.

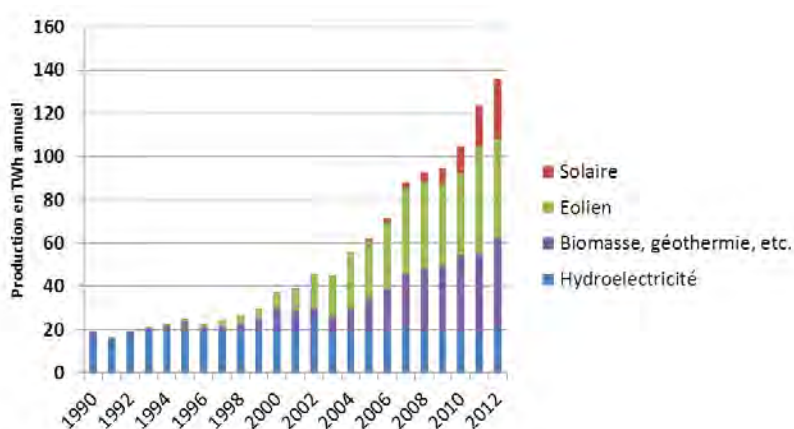


Figure 14. Développement 1990-2012 de la production d'électricité renouvelable en Allemagne (Cour des comptes, d'après les données 2013 de « BP Statistical Review of World Energy » et du BMU (Ministère fédéral allemand de l'environnement))

L'Allemagne a été pionnière du développement des énergies renouvelables au niveau mondial, avec la mise en place d'une véritable politique industrielle de soutien aux filières dès le milieu des années 1990. La production d'électricité renouvelable y a été multipliée par 6 en

quinze ans (135 TWh en 2012) et 137 Md€ ont été investis sur cette période dans les seuls installations photovoltaïques et éoliennes.

Le développement des installations renouvelables reste très dynamique en 2012, notamment dans le domaine du photovoltaïque, malgré la baisse constante des mécanismes de soutien. La Figure 15 ci-dessous met en évidence le chemin restant à parcourir d'ici à 2020.

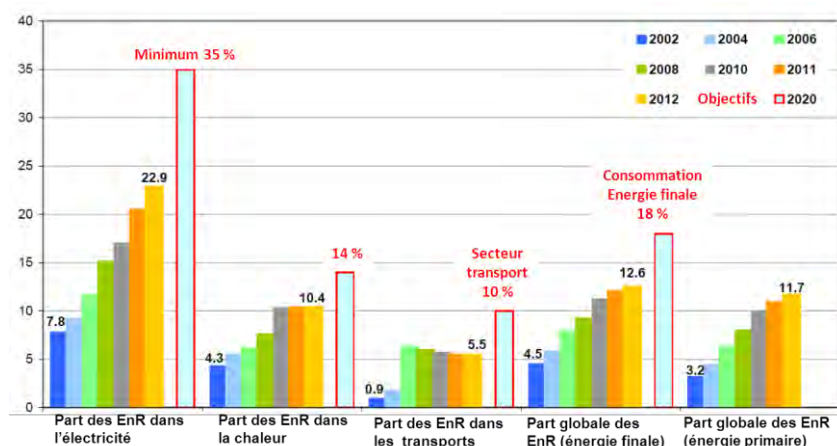


Figure 15. *Energies renouvelables : objectifs nationaux et découlant du PEC et réalisation 2020-2012 (Cour des comptes d'après les données 2013 du BMU, ministère fédéral allemand de l'environnement)*

Selon le Ministère fédéral de l'Environnement, le secteur des énergies renouvelables emploierait 377 800 personnes en 2012, en baisse de 1 % par rapport à 2011, pour un chiffre d'affaires de 22 Md€.

La concurrence mondiale, notamment asiatique, et la baisse des aides gouvernementales européennes (qui limite leurs débouchés) renforce néanmoins la pression sur les principaux producteurs allemands, notamment dans le secteur photovoltaïque qui est aujourd'hui en pleine restructuration. Plusieurs grands groupes ont déposé le bilan (Solon, Solar Millenium), abandonné leurs activités dans ce secteur (Bosch et Siemens) ou été racheté par la concurrence, notamment asiatique (Q-Cells).

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 générés 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 à travers une installation photovoltaïque, le biogaz ou les biocarburants¹⁷.

E - La mise en œuvre du système SCEQE

En 2012, les installations allemandes assujetties au système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) ont émis 452,4 MtCO₂, soit près de la moitié des émissions de gaz à effet de serre (GES) allemandes, légèrement au-delà du cap d'émission fixé à l'Allemagne pour la période 2008-2012 (451,8 MtCO₂).

1 - Efficacité du système

L'Allemagne considère que le système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) a été globalement efficace jusqu'ici, dans

¹⁷ Ce modèle commence à être copié en France, comme le montre l'investissement de 51 M€ de la Caisse des dépôts et consignations (CDC), 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 durant 20 ans, « ce modèle permet de redonner de la compétitivité au maraîchage très consommatrice de main-d'œuvre » (Les Echos, 28 août 2013).

la mesure où le cap a été maintenu. Néanmoins l'effondrement des prix des quotas sur le marché européen est préoccupant pour l'avenir de la phase III du système d'échange de quotas :

- Le prix du quota est aujourd'hui insuffisamment incitatif pour encourager les investissements dans des technologies bas carbone et des mesures d'économie d'énergie. Dans ce contexte, les émissions de CO₂ des installations allemandes assujetties au SCEQE ont augmenté de + 0,5 % en 2012 (par rapport à 2011). Cette hausse s'explique, d'une part, par la reprise industrielle allemande, qui a entraîné une hausse globale de la consommation d'électricité du pays (618 TWh en 2012, en hausse de + 0,8 % par rapport à 2011), et d'autre part, par la progression de la production électrique des centrales à charbon (267 TWh, en augmentation de + 4 % par rapport à 2011) au dépens du gaz (70 TWh, en baisse de 16 % par rapport à 2012).
- Le fonds énergie-climat, chargé de financer plusieurs mesures de la transition énergétique allemande, est alimenté par le revenu de la vente aux enchères des certificats de CO₂, avec environ 200 millions de certificats mis aux enchères par an (sur la période 2013-2020). Lors de la mise en place du fonds, les pouvoirs publics misaient sur un prix du quota à 20 €/tCO₂, ce qui correspondait à une recette de 3 à 4 Md€ par an sur la période 2013-2020. Avec la baisse du prix du quota sur le marché, le revenu de la vente aux enchères a dû être révisé à 2 Md€/an fin 2012 (prix prévisionnel du quota à 10 €/tCO₂) puis à 900 M€ au printemps 2013 (quotas à 4,5 €/tCO₂). Afin de pérenniser le financement des programmes prévus (notamment dans le domaine de la rénovation énergétique, de l'électromobilité, et l'amélioration de l'efficacité énergétique), le gouvernement est obligé de combler le manque par des transferts provenant du budget fédéral.

À long terme, la décarbonisation de l'économie allemande dépendra de l'évolution du prix des énergies fossiles et de l'émergence d'un prix du CO₂ élevé, qui justifieront le recours à des technologies de substitution. Le succès du concept énergétique est donc intimement lié à l'évolution des prix du CO₂, lui-même conditionné à l'évolution des négociations climatiques internationales.

Dans ce contexte, le ministère fédéral de l'environnement, ainsi que de nombreux économistes se sont prononcés en faveur de réformes structurelles et conjoncturelles (notamment *backloading*) afin de rétablir

MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT : ALLEMAGNE

Cour des comptes

La mise en oeuvre par la France du Paquet énergie-climat, annexes – décembre 2013
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

un fonctionnement incitatif du marché des émissions de CO₂. Le ministère fédéral de l'économie, relayant les préoccupations de plusieurs fédérations industrielles, a néanmoins bloqué toute intervention sur ce marché, estimant qu'il fonctionnait puisque le cap d'émission global était atteint. Le positionnement des énergéticiens varie en fonction de leur mix énergétique : RWE, qui dispose d'un mix majoritairement charbonné, s'est opposé à tous projet de réforme, contrairement à son concurrent E.ON, qui soutient des mesures visant à rehausser le prix des quotas (afin de rentabiliser les investissements dans les centrales à gaz).

2 - Coût du système SCEQE pour les entreprises et impact sur leur compétitivité

L'Allemagne est le plus grand émetteur de quotas d'émissions de CO₂ de l'UE (près de la moitié des quotas attribués aux installations allemandes sont mis aux enchères depuis 2013). Ce dispositif, qui impacte essentiellement les énergéticiens, reste peu contraignant pour l'industrie allemande, qui bénéficie en grande partie de quotas de CO₂ gratuits sur la base de benchmarks, afin d'éviter le risque de "fuite carbone" (délocalisation des industries électrointensives). Ces benchmarks sont établis sur la base des 10 % d'installations les plus performantes, ce qui favorise l'industrie allemande, aujourd'hui à la pointe des technologies en matière de réduction des émissions, par rapport à ses concurrents européens¹⁸.

Aujourd'hui, avec un prix du quota historiquement bas, le SCEQE n'est pas considéré comme nuisant à la compétitivité de l'industrie allemande, les secteurs les plus exposés à la concurrence internationale bénéficiant par ailleurs de quotas gratuits (et de compensations sur les hausses indirectes des prix de l'électricité).

Aucune analyse formelle n'a été réalisée par les services compétents des ministères pour savoir ce qui, sur la baisse des émissions des secteurs couverts par le SCEQE, revient au SCEQE et ce qui revient à la crise (baisse d'activité).

3 - Phase IV

Les ministères compétents ne se sont pas prononcés officiellement en faveur d'une phase IV ou d'un retour à d'autres systèmes (taxe

¹⁸ L'efficacité énergétique de l'industrie allemande est l'une des meilleures au monde (avec 110 kep pour 1 000 € de valeur ajoutée), devant l'industrie japonaise (133 kep pour 1 000 €) et devant la plupart des industries européennes (France : 143, Italie : 147).

carbone...), mais ils privilégient *a priori* le maintien d'un système de marché consolidé, plutôt que l'introduction d'une taxe.

F - Une consommation stable mais des émissions en hausse en 2012

Les graphes suivant résument la situation par secteur de la consommation énergétique et des émissions de CO₂. Pour ces dernières, si l'évolution a été d'une baisse depuis les années 1990, les années récentes ont vu une stagnation et 2012 une hausse des émissions, cette dernière due à l'utilisation du charbon en solution de « back-up » à l'intermittence des énergies renouvelables développées à grande échelle :

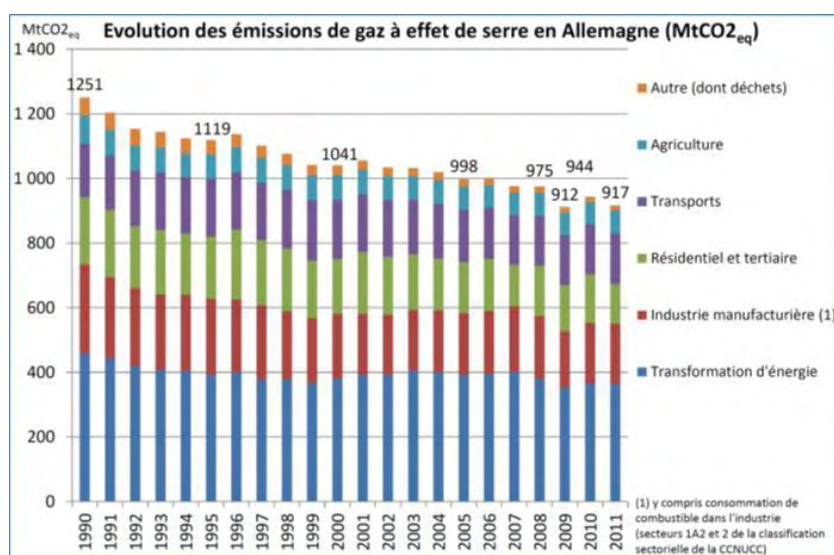


Figure 16. Evolution des émissions de CO₂ par secteur ; Source : Office fédéral de l'Environnement (UBA)

MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT : ALLEMAGNE

Cour des comptes

La mise en oeuvre par la France du Paquet énergie-climat, annexes – décembre 2013
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

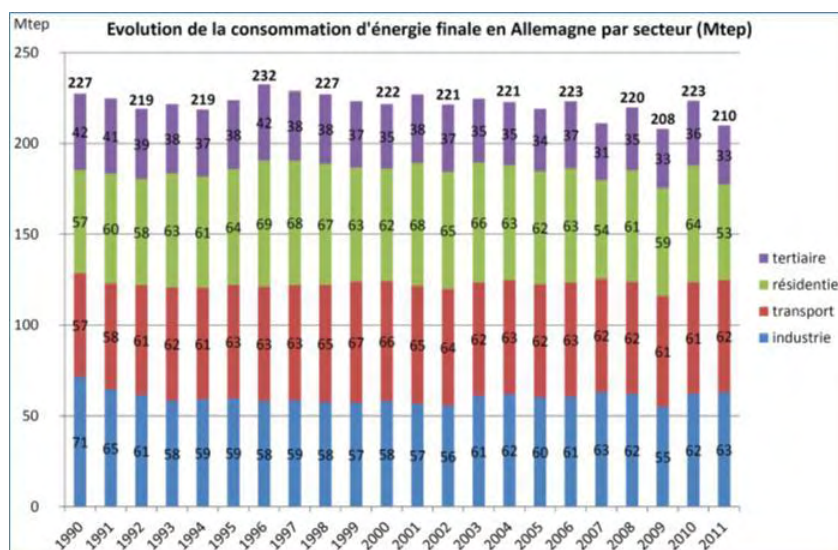


Figure 17. Evolution de la consommation énergétique par secteur ;
Source : Ministère fédéral de l'Économie (BMWi)

II - Une analyse sectorielle

A - Le secteur agricole

L'Allemagne n'a pas mis en place de stratégie spécifique de réduction des GES dans le secteur agricole. Les évolutions dans ce secteur sont essentiellement dictées par les changements d'orientation de la PAC (en particulier, l'institution des quotas laitiers a provoqué une diminution des émissions liées à la fermentation entérique, de même les dispositifs de soutien aux grandes cultures a entraîné une baisse des émissions résultant de l'usage des engrais chimiques).

L'Allemagne mène une politique très volontariste de soutien à la méthanisation agricole depuis le début des années 2000. Le pays compte aujourd'hui plus de 7 000 installations de production de biogaz. Face aux enjeux de conflits d'usage des sols et d'aménagement du territoire, le gouvernement fédéral a néanmoins diminué les mécanismes de soutien en 2012, afin de freiner le développement des très grosses installations. Le soutien favorise désormais davantage le développement de petites installations délocalisées, capable également d'injecter directement du biométhane dans le réseau gazier.

B - Le secteur du bâtiment

Le gouvernement fédéral s'est fixé pour objectif un doublement du taux annuel de rénovation des bâtiments (de 1 à 2 % par an), ce qui correspond à la rénovation de 68 Mm² par an (soit l'équivalent de 360 000 bâtiments/an). Pour atteindre cet objectif, l'Allemagne mise essentiellement sur le programme de rénovation thermique de la banque publique KfW, qui accorde des crédits à taux préférentiels et des subventions directes à la rénovation. Le soutien public annuel accordé à ce programme a été porté à 1,8 Md€ en 2013, en augmentation de 300 M€ par rapport à 2012.

Selon les scénarios du concept énergétique allemand, la consommation énergétique du parc bâti (résidentiel et tertiaire) doit ainsi diminuer de 20 % d'ici 2020 (à 110 kWh/m² an) et de 80 % d'ici 2050 (à 40 kWh/m² an, contre une valeur moyenne de 150 kWh/m² an en 2008). Il apparaît néanmoins que le programme de rénovation de la banque publique KfW ne constitue pas un levier d'action suffisant pour atteindre ces objectifs. La mise en place de mesures complémentaires se heurte néanmoins à beaucoup de résistance :

- face à la pression des lobbies immobiliers, le gouvernement a renoncé à un projet de mesures obligatoires de rénovation, poussé essentiellement par le ministère fédéral de l'environnement ;
- la chambre haute du Parlement (Bundesrat, représentant les Länder) a rejeté un projet fiscal ambitieux, qui aurait mis en place des avantages fiscaux à la rénovation pour un total de 1,5 Md€. Le projet a été abandonné, sous le motif qu'il empiétait sur la compétence fiscale des Länder ;
- un projet de réforme du droit du logement, autorisant les propriétaires à répercuter davantage les coûts de rénovation sur les locataires, est encore en cours de discussion. Il a été adopté par la Chambre basse (Bundestag), mais l'opposition est très critique au Bundesrat.

Selon une étude récente de la banque kfw, 838 Md€ d'investissements seraient nécessaires pour rénover le parc bâti d'ici 2050, afin d'atteindre les objectifs du gouvernement fédéral. Cet investissement permettrait de préserver de 200 000 à 300 000 emplois dans le secteur, notamment auprès du tissu de PME, et induirait une hausse moyenne du PIB allemand de 0,4 % par an. Le bilan en terme d'économie d'énergie serait plus mitigé, avec seulement 370 Md€ économisés sur cette période.

C - Le secteur des transports

Le renforcement des normes européennes d'émissions de CO₂ des nouveaux véhicules a joué un rôle important pour stimuler l'innovation vers le développement de moteurs moins émetteurs. Les constructeurs allemands (qui développent de grosses cylindrées) exploitent néanmoins pleinement les mécanismes de flexibilité prévus par les directives européennes (modulation des limitations d'émission en fonction de la masse des véhicules, prise en compte de l'éco-innovation et des super-crédits, regroupements de constructeurs,...). Ces mécanismes ont d'ailleurs été portés et défendus avec beaucoup de volontarisme par le gouvernement fédéral lors des négociations relatives au paquet énergie climat de 2008.

Par contre, le développement de l'électromobilité est lent, bien en-deçà des objectifs du gouvernement fédéral, en dépit d'un programme de soutien à la R&D (1 Md€ de financement public sur la période 2011-2013 et 17 Md€ de financement de l'industrie). De même, le déploiement des biocarburants a été freiné ces dernières années, dans un contexte politique général qui thématise davantage les enjeux de conflits d'usage des sols, de renforcement des normes de durabilité et de tolérance des moteurs à ces nouveaux carburants.

La mise en place d'une éco-taxe poids lourds à partir de 2005 a conduit à moderniser et à rendre plus respectueuse de l'environnement la flotte de poids lourds circulant en Allemagne. En effet, cette taxe kilométrique est modulée en fonction de la classe d'émission polluante des véhicules et a donc incité les transporteurs à acquérir des véhicules plus sobres.

D - Le secteur industriel

Aucun objectif national de réduction des émissions de CO₂ n'est fixé à l'industrie allemande. Le système SCEQE est le principal instrument contraignant qui s'applique au secteur industriel, les électro-intensifs bénéficiant par ailleurs d'allocations gratuites de quotas de CO₂, afin de préserver leur compétitivité dans un contexte de concurrence internationale. Le caractère incitatif du marché SCEQE est donc relativement limité, à fortiori dans le contexte actuel de prix très bas.

Depuis le 1^{er} janvier 2013, les entreprises manufacturières allemandes doivent prouver qu'elles ont mis en place un système certifié d'économie d'énergie (ISO ou autre), si elles souhaitent bénéficier

d'allégements sur la taxe environnementale¹⁹. Par ailleurs, à partir de 2015, ces régimes spéciaux seront accordés uniquement si l'ensemble du secteur manufacturier parvient à prouver une réduction de son intensité énergétique de 1,3% par an.

E - Les projets de captage et stockage du CO₂

L'Allemagne disposait d'un projet de démonstrateur CCS à Janschwalde, développé par l'énergéticien Vattenfall, qui a néanmoins été abandonné en 2011, dans un contexte réglementaire trop incertain. Face à la forte opposition des populations vis-à-vis du stockage du CO₂, l'Allemagne a en effet adopté un cadre législatif très contraignant, qui permet aux Länder d'interdire totalement cette technologie sur leur territoire. Dans ce contexte, nombreux observateurs estiment qu'aucun projet CCS ne se développera en Allemagne (malgré les espoirs que cette technologie avait soulevés dans les précédentes stratégies énergétiques et industrielles du pays).

III - En conclusion : une politique ambitieuse mais risquée

1 - L'*Energiewende* : une date de sortie du nucléaire modifiée à plusieurs reprises

En 2000, le gouvernement allemand avait décidé d'appliquer une sortie du nucléaire dans le cadre d'un accord de coalition entre le vert au pouvoir et le parti socialiste. Il adoptait en ceci le scénario dénommé « *Energiewende* » (transition énergétique) conçu par l'Öko-Institut en 1996²⁰. Ce scénario développait une combinaison de sortie du nucléaire dès 2000 et des objectifs ambitieux de réduction de CO₂ reposant sur une utilisation massive de centrales à cogénération.

Ce scénario fut toutefois très vite critiqué par des études qui remirent en cause l'arrêt du nucléaire, tout délai dans la sortie du nucléaire permettant de baisser dans le court terme les prix de l'électricité et de réduire l'utilisation de lignite et de charbon. Prenant appui sur ces

¹⁹ L'industrie manufacturière et les entreprises agricoles paient une taxe environnementale réduite, fixée à 1,54 cts€/kWh, contre 2,05 cts€/kWh. Certains secteurs électro-intensifs sont totalement exonérés de cette taxe.

²⁰ « *Das GRÜNE Energiewende-Szenario 2020, Ausstieg aus der Atomenergie, Einstieg in Klimaschutz und nachhaltige Entwicklung* », Öko-Institute, Darmstadt/Freiburg/Berlin im März 1996.

réflexions, le gouvernement fédéral a modifié en octobre 2010 l'*Energiewende* par un plan de décarbonisation de l'économie allemande et un objectif global de baisse des émissions de CO₂ de 80 % en 2050 par rapport à 1990 (et 40 % pour 2020). La feuille de route du développement des énergies renouvelables prévoit qu'en 2050 celles-ci devront couvrir 80 % de la production d'électricité, contre 22 % en 2012, et 60 % de la consommation d'énergie finale. Cette transition mise également sur un effort d'économie d'énergie (réduction de la consommation d'énergie primaire de 20 % en 2020 et de 50 % en 2050), concernant l'ensemble des secteurs de l'économie (industrie, production d'électricité, résidentiel/tertiaire, transports). La sortie du nucléaire y était toutefois retardée à 2036.

Après l'accident nucléaire suivant le raz de marée de Fukushima et le choc qui en a suivi dans les media et l'opinion publique allemands, le gouvernement fédéral a décidé d'avancer la sortie totale du nucléaire, soit 25 % de la production d'énergie primaire, à l'année 2022 en arrêtant immédiatement 8 réacteurs et progressivement les neuf réacteurs restants entre 2015 et 2022.

Tableau n° 4 Objectifs de la transition énergétique allemande et situation en 2011

	2020	2030	2040	2050	2011
Gaz à effet de serre					
Réduction des émissions de gaz à effet (par rapport à 1990)	- 40 %	- 55 %	- 70 %	de - 80 % à - 95 %	- 26,4 %
Efficacité énergétique					
Réduction de la consommation d'énergie primaire (par rapport à 2008)	- 20 %			- 50 %	- 6,0 %
Amélioration de la productivité énergétique (énergie finale)	de 2,1 % par an (2008-2050)				+ 2,0 % par an (2008-2011)
Réduction de la consommation d'électricité brute (par rapport à 2008)	- 10 %			- 25 %	- 2,1 %
Part de la cogénération dans la production d'électricité	25 %				15,4 % (2010)
Secteur des bâtiments					

Baisse de la consommation de chaleur (sans année de référence)	- 20 %				
Baisse de la consommation d'énergie primaire (sans année de référence)				de l'ordre de - 80 %	
Taux annuel de rénovation	doublement du taux annuel de rénovation (à 2 % par an)				environ 1 %/an
Transports					
Baisse de la consommation d'énergie finale (par rapport à 2005)	- 20 %			- 40 %	- 0,5 %
Développement du nombre de véhicules électriques	1 million	6 million			7100 électriques 65 000 hybrides
Energies renouvelables					
Part de la consommation d'électricité brute	> 35 %	50 %	65 %	80 %	20,3 %
Part de la consommation d'énergie finale brute	18 %	30 %	45 %	60 %	12,1 %

Source : DG Trésor, Service économique régional de Berlin d'après les données des ministères fédéraux de l'Economie (BMWi) et de l'Environnement (BMU)

Les objectifs nationaux et communautaires ont été renforcés et déclinés en plusieurs objectifs sectoriels et à long terme (2020, 2030, 2040, 2050) dans le cadre du concept énergétique d'octobre 2010. Ils ont été réaffirmés dans le cadre du concept énergétique de juin 2011 (post-Fukushima), malgré la décision de sortie accélérée du nucléaire. Ces objectifs, ainsi que la situation en 2011, sont résumés dans le tableau n°1.

Le schéma suivant illustre l'évolution programmée du mix allemand d'énergie électrique de 2010 à 2020, puis 2050 :

MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT : ALLEMAGNE

Cour des comptes

La mise en oeuvre par la France du Paquet énergie-climat, annexes – décembre 2013
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

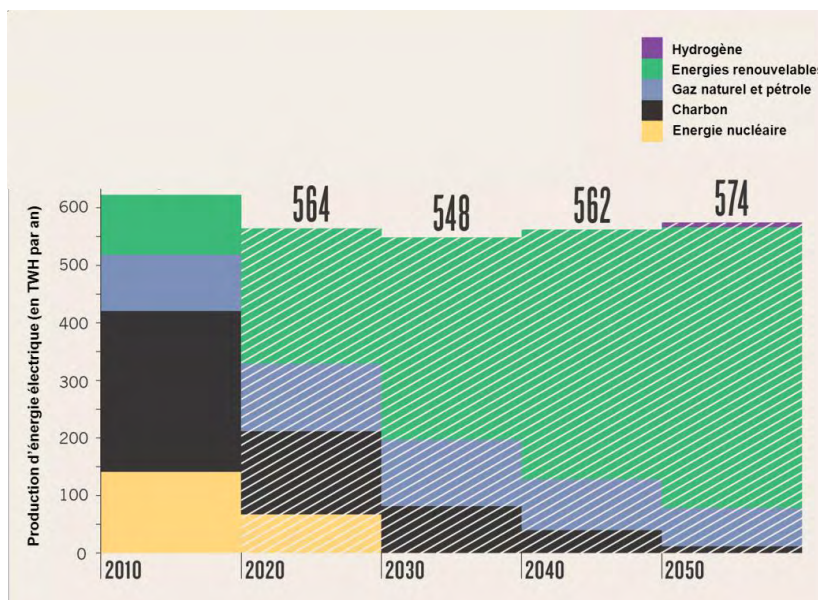


Figure 18. Evolution programmée du mix allemand 2010-2050
(Source : d'après Nature 2013 et les données du ministère allemand de l'environnement (BMU))

2 - Un risque de déficit énergétique

Le gouvernement s'est engagé à compenser intégralement l'arrêt du nucléaire par de nouvelles capacités de production nationales (10 GW thermiques supplémentaires d'ici 2020 en plus des projets en cours, évalués à 13 GW d'ici 2013), sans recourir davantage aux importations d'électricité. Selon le ministère fédéral allemand, l'atteinte de l'objectif implique le doublement de la production éolienne et photovoltaïque entre 2011 et 2020, et le triplement de la production de géothermie et du solaire thermique sur cette même période.

Ce schéma d'évolution bute sur un certain nombre de difficultés dont les principales sont :

- Un déficit de production énergétique. Ainsi, en 2022, la production nucléaire manquante serait de 110 TWh que les énergies renouvelables ne pourront compenser, du fait de retards dans les investissements nécessaires (notamment dans les réseaux), de disponibilité de la ressource supplémentaire (éolien, hydraulique) et de difficultés d'acceptation sociale.

- Des possibilités d'importation limitées, certains des pays voisins comme la Suisse et la Belgique prévoyant d'être eux-mêmes en déficit énergétique.
- Un important coût du renforcement et du développement des réseaux de transport est estimé d'ici 2022 entre 19 et 23 Md€, hors coût du raccordement des parcs éoliens en mer (lui-même estimé à 12 Md€). Ce renforcement, qui suppose de nouvelles lignes de transport, rencontre de fortes réticences sociales.
- La difficile maîtrise des coûts de développement et du rythme de progression des filières, notamment dans le domaine du photovoltaïque. Le coût du soutien public aux énergies renouvelables est en effet de 14,1 Md€ pour 2012 et 20,4 Md€ sont prévus en 2013.
- La coordination des politiques énergétiques des Länder et du gouvernement fédéral.
- La maîtrise de la consommation électrique, l'objectif de développement des énergies renouvelables ne permettant un équilibre que sous réserve d'une baisse de la demande. Or, la compensation par une telle baisse de consommation d'énergie apparaît limitée, le ministre de l'environnement allemand ayant jugé lui-même que l'objectif de réduction de la consommation de 10 % avant 2020 était excessif.

Le ministre de l'environnement allemand a toutefois déclaré le 8 juillet dernier que Berlin devrait arrêter de subventionner l'énergie solaire d'ici à 2018 au plus tard. L'année passée, le ministre avait déjà initié une baisse des aides très généreuses accordées à la filière photovoltaïque et établi un seuil de capacité solaire installée au-delà duquel les pouvoirs publics arrêteraient de subventionner cette énergie. Ce seuil de 52 GW devrait être atteint rapidement puisqu'actuellement la capacité totale de la filière est de 38 gigawatts.

3 - Des difficultés pour réaliser les objectifs 2020

Les efforts d'amélioration de la productivité énergétique du pays (PIB/consommation d'énergie), qui s'établissent à + 1,6 % par an sur la période 1991-2011, sont insuffisants pour atteindre les objectifs de 2020 (une amélioration de + 2,6 % par an serait nécessaire). En particulier, les progrès sont lents dans le domaine des bâtiments anciens et des transports. La baisse de la consommation d'énergie primaire dans ces secteurs diffus est pourtant indispensable à la réussite de la transition énergétique.

MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT : ALLEMAGNE

Cour des comptes

La mise en oeuvre par la France du Paquet énergie-climat, annexes – décembre 2013
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

Parmi les difficultés concrètes rencontrées actuellement dans la mise en œuvre de l'*Energiewende*, on peut citer : le surcoût croissant du soutien aux énergies renouvelables ; les difficultés de raccordement du développement des parcs offshore en mer du Nord qui prend du retard ; les réseaux électriques, menacés d'instabilités, qui peinent à se développer (cf. paragraphe suivant) ; la sécurité du système électrique et la sécurité énergétique qui se sont significativement détériorés ou menacent de le faire, le tout dans un climat d'investissement insuffisamment incitatif pour les nouveaux projets ; le modèle de rentabilité des nouvelles centrales à gaz incertain ; l'amélioration insuffisante de l'efficacité énergétique ; la hausse des émissions de CO₂.

Conscient du retard sur la rénovation thermique des bâtiments, le Bund a porté à 3,5 Md€ son soutien à la R&D dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique pour la période 2011-2014. Le gouvernement souhaite doubler le taux annuel de rénovation énergétique des bâtiments (de 1 à 2 % par an). Face aux pressions, il a néanmoins renoncé à la mise en place de mesures contraignantes. Le levier d'action reste incitatif et passe par un renforcement du programme de rénovation de la banque KfW, qui accorde des subventions directes et délivre des prêts à taux préférentiels très réduits (0,2 %). Le gouvernement a ainsi renforcé de 300 M€/an le programme de la KfW pour la rénovation énergétique des bâtiments, portant le montant annuel du soutien à 1,8 Md€ en 2013.

La transformation vers les énergies renouvelables nécessite un renforcement des infrastructures de transport et de stockage, afin notamment d'acheminer la production offshore du nord du pays vers les sites de consommation du sud. Selon l'agence fédérale de l'énergie, 4 300 km de lignes de transport haute-tension seraient nécessaires d'ici 2020. Ces projets d'infrastructures essentiels et urgents, qui nécessiteraient des investissements d'au moins 100 Md€ d'ici 2050, se heurtent à des problèmes de financement et d'acceptation des populations. Afin de réaliser ces projets au rythme souhaité, le gouvernement devra créer les conditions d'un consensus avec les Länder, les gestionnaires de réseau et la société civile.

À court terme, l'arrêt définitif des huit réacteurs nucléaires et l'augmentation des transferts électriques nord-sud fragilisent l'interconnexion entre les réseaux des différents opérateurs allemands. Des problèmes de stabilité pourraient survenir lors des mois de forte consommation. Par ailleurs, les capacités d'exportation de l'Allemagne deviennent plus limitées et à termes davantage fluctuantes, ce qui pourrait fragiliser l'approvisionnement électrique de certains de ses voisins (France, Pologne). C'est pourquoi le gouvernement a lancé un nouveau

programme de soutien à la recherche dans le domaine des réseaux électriques du futur, doté de 150 M€, et le stockage de l'énergie. Le gouvernement fédéral s'engage notamment à faciliter le montage de projets à dimension internationale et à améliorer la coopération entre le milieu de la recherche et l'industrie.

Le gouvernement vise à diviser par deux les émissions de l'industrie d'ici 2050 (par rapport à 2008). Cet effort correspond à une diminution de la consommation énergétique de 1,1 % par an, soit un effort deux fois plus important que celui observé sur la période 1990-2008. Pour y parvenir, le gouvernement mise essentiellement sur le marché européen d'échange des certificats de CO₂, qui reste néanmoins peu contraignant. Il faut toutefois noter que les émissions de CO₂ des installations allemandes assujetties au marché européen des émissions de CO₂ (secteurs énergétiques et industriels) ont augmenté de 0,5 % en 2012, atteignant 452 MtCO₂. Cette hausse s'explique, d'une part, par la reprise industrielle allemande, qui a entraîné une hausse globale de la consommation d'électricité du pays (618 TWh en 2012, en hausse de + 0,8 % par rapport à 2011), et d'autre part, par 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 2012), sujet sur lequel il sera revenu plus bas.

Le gouvernement vise aussi à diminuer les émissions de CO₂ des transports de 45 % d'ici 2030 et de 90 % d'ici 2050. Le concept énergétique reste néanmoins vague sur les mesures à mettre en œuvre pour atteindre ces objectifs. Le gouvernement réaffirme sa stratégie de développement de l'électromobilité (mise en circulation d'un million de véhicules électriques en 2020 et de six millions en 2030), s'engage à renforcer les exigences en matière d'émissions de CO₂ des automobiles (sans précisions) et soutient l'incorporation des biocarburants (l'échec de la mise sur le marché de l'E10 en mars 2011 discrédite néanmoins cet objectif).

L'arrêt avancé à 2022 du nucléaire rend donc plus difficile l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de CO₂ pour 2020. Si l'Allemagne atteint ses objectifs de Kyoto, cela risque de ne pas être le cas pour ceux du Paquet Energie Climat. C'est, dit-on en Allemagne, de façon transitoire, le prix à payer pour la sortie accélérée du nucléaire. Inversement, la décision allemande de sortie totale du nucléaire, prise de façon isolée et sans consultation avec l'UE ou ses voisins, ne répond pas à un objectif explicite du PEC. Si, d'ici 2020 les émissions de CO₂ sont sensés décroître de 40 % par rapport à ceux de 1990 et au moins de 80 % en 2050, la politique de dénucléarisation va donc, à court et moyen terme, plutôt à l'encontre de ces objectifs.

MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT : ALLEMAGNE

Cour des comptes

La mise en oeuvre par la France du Paquet énergie-climat, annexes – décembre 2013
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

4 - Le défi de l'adaptation de l'infrastructure réseau et ses retombées ailleurs en Europe

L'afflux massif d'électricité d'origine renouvelable provoqué par l'*Energiewende* a entraîné une tension considérable sur les réseaux électriques, risquant, à terme de provoquer de profondes déstabilisations du réseau européen.

Les zones de production d'électricité renouvelable sont essentiellement concentrées dans le Nord de l'Allemagne – avec notamment des champs d'éoliennes offshore en mer du nord et en mer Baltique – alimentant l'ouest et le sud, qui concentrent l'essentiel de l'activité économique du pays.

Ce faisant, l'afflux d'électricité renouvelable entraîne une tension sur le réseau allemand qui, jusqu'ici, n'a pas rencontré de difficultés majeures, même si ses responsables estiment que d'importants investissements sont et seront rapidement indispensables pour éviter tout dysfonctionnement.

En 2009, l'EnLAG (Loi sur le Développement des Réseaux) décrète la construction accélérée de 24 projets importants en très haute tension (THT, soit 400 kV). Fin 2012, sur les 1 834 km de nouvelles lignes-doubles THT programmées, seulement 250 km d'entre elles avaient été réalisées, en raison en particulier de la difficulté à les faire accepter. Les autorités du réseau tablent sur la réalisation de la première moitié des projets (963 km sur 1 834 km) d'ici 2016, soit un retard de 2 à 7 ans suivant les projets. L'Agence des Réseaux reformule un plan de développement avec 51 mesures supplémentaires, dont l'optimisation de 2 900 km de lignes doubles, la construction de 2800 km de lignes-doubles dont 3 lignes THT à courant continu du Nord au Sud. Le coût est estimé à 20 Md€ d'ici 2022²¹ auxquels il conviendrait d'ajouter 25 Md€ pour les 240 000 km de réseaux de distribution en moyenne et basse tension²² et le coût du raccordement des parcs éoliens en mer qui pourraient atteindre 12 Md€²³.

Le risque d'une déstabilisation possible du réseau européen est en revanche déjà avéré entraînant des situations de tension avec des pays limitrophes, la République tchèque et la Pologne. Ainsi, afin de desservir l'Allemagne du sud, l'électricité renouvelable en provenance du nord

²¹ Cf. : Rapport de *Monitoring Bundesnetzagentur* 2012 cité par Hartmut Lauer dans *Le tournant énergétique allemand - les yeux fermés* -, 6 février 2013.

²² « La transition énergétique allemande est-elle soutenable ? », Note d'analyse du CAS, septembre 2012.

²³ Le raccordement des parcs éoliens en mer français ne nécessite pas, contrairement à l'Allemagne, de construction de nouvelles lignes haute tension à terre.

emprunte le réseau tchèque, exportant ainsi régulièrement un trop-plein d'énergie intermittente. En 2011, une de ces situations a failli entraîner la saturation du réseau électrique de la République tchèque, entraînant depuis une réelle tension entre les deux pays. La nomination d'un ambassadeur en charge 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 (*Netzausbaubeschleunigungsgesetz*) doivent permettre de résoudre la problématique actuelle. Cette accélération par l'Allemagne de la planification et de la construction de lignes à haute tension, y compris celles au-delà des frontières des Länder pour le transport Nord-Sud devrait a priori permettre de réduire le délai de mise en place de dix à quatre ans. Par ailleurs, les gestionnaires de réseaux de transport tels que Amprion, TenneT ou EnBW Transportnetze planifient actuellement d'importants investissements devant permettre la modernisation des réseaux électriques.

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 du réseau tchèque. Pour ce faire, CEPS qui opère le réseau tchèque a en conséquence 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.

5 - Un consensus social, un fort surcoût pour le consommateur

Si jusqu'à présent, un consensus global a été rencontré dans la société allemande sur la décarbonisation de l'économie et la sortie accélérée du nucléaire, ces dernières sont toutefois coûteuses pour les consommateurs.

Le développement des énergies renouvelables a en effet entraîné des surcoûts élevés, liés aux tarifs garantis. Ils sont essentiellement portés par les particuliers et les petites et moyennes entreprises avec des tarifs de l'électricité à usage domestique très élevés par rapport à la moyenne européenne. Selon les dernières estimations, les producteurs allemands d'énergie renouvelables devraient ainsi percevoir en 2013 un montant estimé à 20,4 Md€, pour une électricité qui, sur le marché de gros, ne vaudrait que 3 Md€, la différence étant donc supportée par les consommateurs. Ce traitement différent entre d'un côté les gros industriels et, de l'autre, les PME et les particulier, risque de ne pas être

longtemps tenable, aussi bien en termes de politique intérieure qu'au niveau des règles de concurrence européenne²⁴.

La figure ci-dessous représente la prime payée aux producteurs, calculée par différence entre le montant réglé aux producteurs et un prix moyen de marché, celui-ci étant estimé en 2012 à 5 Md€.

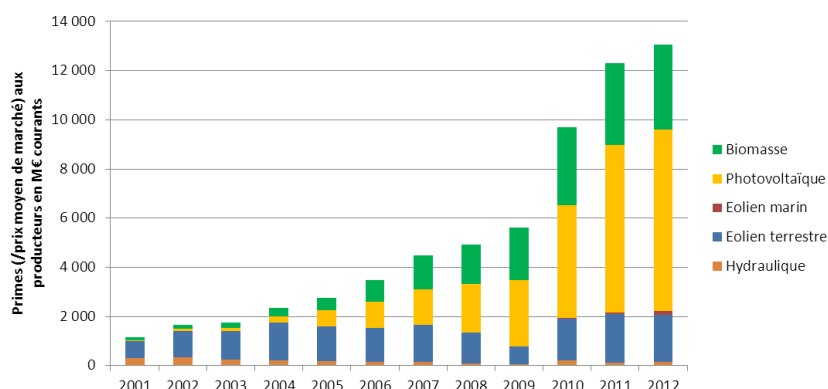


Figure 19. Evaluation de la prime réglée aux producteurs d'EnR
(Cour des comptes d'après les données 2013 du Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit)

Le coût total de cette prime est en croissance rapide et est évalué par le ministère allemand de l'environnement à environ 13 Md€ pour 2012.

Le prix de l'électricité payé par un ménage allemand (263 €/MWh en 2013) est ainsi près de deux fois plus élevé qu'en France. En contrepartie, les ménages allemands consomment 30 % d'électricité en moins que les français - différence essentiellement liée au moindre rôle du chauffage électrique - si bien que leur facture électrique n'est dans les faits qu'une fois et demie plus élevée. Par contre, leur facture de combustible pour le chauffage est plus élevée. Les coûts de l'électricité qui vont persister pendant 20 ans, durée des tarifs d'achat garantis, atteindront 150 Md€ d'ici 2032, rien que pour les installations mises en fonction avant 2013. Ils continueront d'augmenter, avec le développement de nouvelles sources d'énergies renouvelables, et ne pourront être maîtrisés qu'avec d'importants développements technologiques. Cette situation pose clairement la question de la soutenabilité du modèle économique de la transition énergétique allemande. C'est ce contexte qui explique l'annonce mentionnée plus

²⁴ Cf. M. Cruciani, « Le tournant énergétique allemand : année N+2 », IFRI, juillet 2013.

haut du ministre fédéral de l'environnement sur la profonde réforme du système de soutien, repoussée néanmoins au lendemain des élections législatives et de la formation du nouveau gouvernement de coalition. Le fait que l'énergie soit maintenant de la responsabilité du nouveau ministre de l'économie nommé en décembre 2013, laisse à entendre une plus grande prise en compte des contraintes économiques de la politique énergétique de l'Allemagne.

Le Danemark

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC

A - Le plan d'actions

Le Danemark s'est fixé en 2011 l'objectif d'être 100 % indépendant des énergies fossiles en 2050. Dans le cadre de cet objectif de long terme, le pays s'est fixé des jalons intermédiaires via des plans pluriannuels. La transition énergétique prévoit ainsi une étape en 2020, avec notamment une réduction des émissions de CO₂ de 40 % par rapport à 1990, une réduction de la consommation totale d'énergie de 12 % par rapport à 2006 et, enfin, 35 % de l'énergie consommée issus des énergies renouvelables et 50 % d'électricité issue de l'éolien (impliquant la construction de deux nouveaux parcs éoliens offshore). Le plan énergie 2012-2020, publié en mars 2012, fixe la trame de cette 1^{ère} étape. Il doit s'accompagner d'un plan climat, attendu d'ici l'été 2013, qui décrira la mise en œuvre de différentes mesures visant à réduire les émissions de GES entre 2014-2020 dans les secteurs non couverts par le SCEQE.

L'objectif global du Danemark pour le PEC est de réduire les émissions de GES non soumises au système SCEQE de 20 % en 2020 par rapport à 2005. De plus, le Danemark s'est engagé à augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique à 30 % de la consommation finale en 2020 contre 17 % en 2005.

Le Danemark s'est également fixé un objectif national : réduire les émissions de GES de 40 % en 2020 par rapport à 1990. Les mesures les plus récemment publiées par le gouvernement font état d'une réduction atteinte de 34 % par rapport aux niveaux d'émissions de CO₂ de 1990. Le gouvernement s'est engagé à soumettre à l'approbation du Parlement un « Plan Climat », attendu avant l'été 2013, qui permettra d'assurer la réduction supplémentaire de 6 % des émissions de CO₂, ainsi que des réductions d'autres émissions de GES.

1 - Organisation du pilotage et méthodologie

Le pilotage est assuré par le ministère du climat, de l'énergie et des bâtiments depuis 2007, date à laquelle le ministère de l'environnement a été déchargé des questions climatiques.

Les derniers calculs de trajectoire de réduction des GES à l'horizon 2020 datent de 2011 et montrent que les objectifs annuels peuvent être remplis jusqu'en 2015-2016 sans mise en œuvre de politiques particulières. Datant d'avant la conclusion du plan énergie 2012-2020, le calcul n'intègre pas les différentes composantes de celui-ci, qui sont toutefois suffisamment ambitieuses pour assurer au gouvernement danois de pouvoir remplir ses engagements sans problème, ce qu'il assure d'ailleurs pouvoir largement faire.

La seule mesure de gain d'efficacité énergétique utilisée à l'échelle du pays est la mesure de l'intensité énergétique (comparaison de la consommation énergétique avec le PIB). Le système statistique danois en la matière est réputé fiable, mais le manque de mesures à plus petite échelle rend difficile l'appréciation des pratiques en la matière.

L'agence danoise de l'énergie a également participé à un projet européen de développement d'indicateurs d'efficacité énergétique, qui n'est cependant pas encore repris comme élément de calcul de l'efficacité des politiques mises en œuvre.

B - Résultats atteints par rapport à la trajectoire définie

1 - La consommation énergétique et les émissions de CO₂

Les émissions de CO₂ totales et par secteur depuis 1990 peuvent être trouvées dans les graphiques suivants, provenant du rapport annuel danois transmis à l'UNFCCC²⁵ pour 2012.

²⁵ United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) ou Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC).

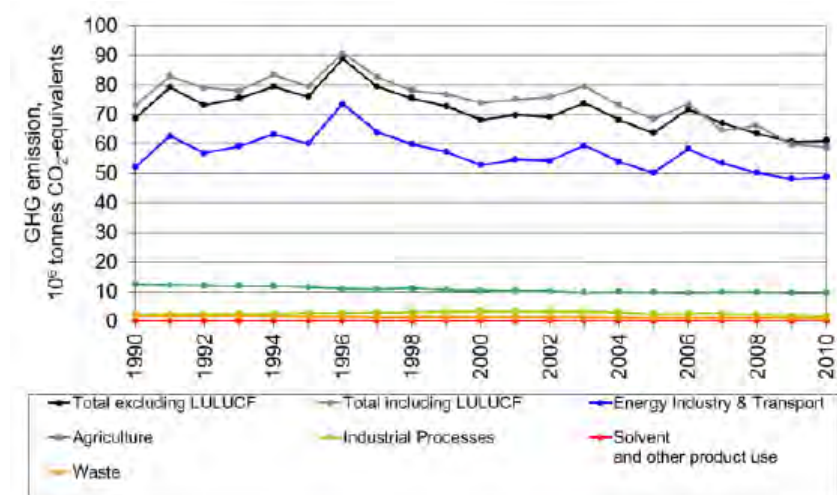


Figure 20. Émissions de GES en eq. CO₂ depuis 1990, total et par secteur (Source : rapport pour l'UNFCCC pour 2012)

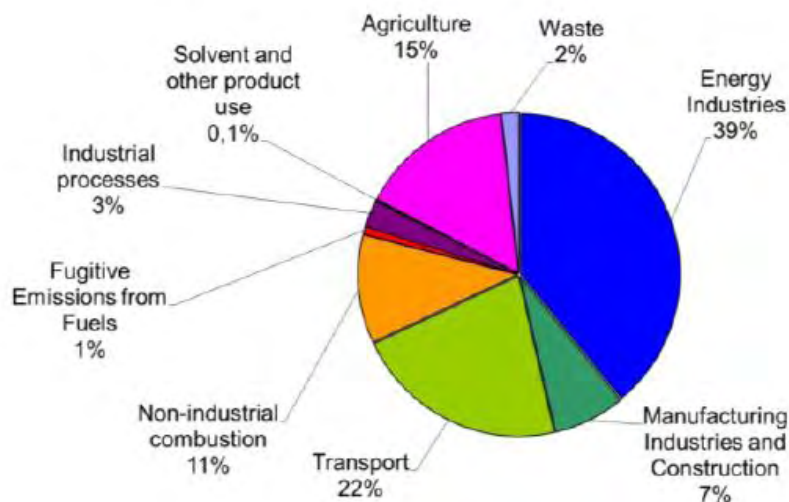


Figure 21. Répartition des émissions de GES en eq. CO₂ par secteur en 2010 (Source : rapport pour l'UNFCCC pour 2012)

La consommation brute énergétique par secteur depuis 1990 est représentée dans le graphique ci-dessous.

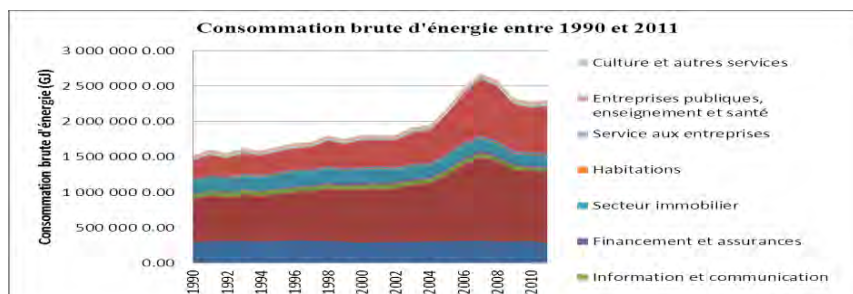


Figure 22. Consommation brute énergétique par secteur depuis 1990
(source : Danmarks Statistik)

Les objectifs de réduction par secteur ne sont pas nécessairement tous déclinés en politiques de mise en œuvre. Cela devrait être le cas lors de la publication du plan climat du gouvernement, attendu pour le printemps 2013. Par secteur, les objectifs de réduction sont les suivants :

- transport : réduction des émissions de GES de 40 % en 2020 par rapport à 1990, et consommation 100 % renouvelable en 2050.
- agriculture : réduction des émissions de GES de 40 % en 2020 par rapport à 1990.
- logements : pas de réduction déterminée, plus de détails sont attendus dans le plan climat ; les émissions de GES ont déjà été réduites de 37 % entre 1990 et 2009.
- industrie : réduction des émissions de GES de 40 % en 2020 par rapport à 1990, sachant qu'une partie importante du secteur est soumis au système de quotas ETS.

2 - L'évaluation de la mise en œuvre du PEC et de son impact économique

Il n'existe pas d'évaluation globale du PEC et de ses conséquences sur l'économie au niveau national.

II - Une analyse sectorielle

A - La mise en œuvre du système SCEQE

La part des émissions totales installations couvertes par le SCEQE est, selon les autorités danoises, plus haute que dans d'autres pays. Selon

les calculs du ministère de l'environnement, datant de 2007, la part des installations couvertes par le système de quotas aurait été de 44 % entre 2008 et 2012, sans actions de réduction des émissions.

1 - Efficacité du système

Le SCEQE est considéré comme efficace en tant que marché théorique, mais l'application pratique manque son objectif de réduction des GES, en raison notamment d'objectifs peu ambitieux, et du coup n'a pas eu d'effet sur les décisions d'investissement.

Administrativement, il n'y a pas de difficultés associées à la mise en œuvre de la phase III. En revanche, les Danois voient une réduction de l'offre de quotas carbone comme étant nécessaire pour rétablir un prix correct.

2 - Coût du système ETS pour les entreprises et impact sur leur compétitivité

Il n'existe pas d'études sur les coûts de mise en œuvre pour les entreprises (qui sont supposés marginaux vu que 98 % des émissions de GES sont couvertes par les quotas distribués gratuitement). La Confédération des industries danoises s'est opposée au projet de *backloading* de la Commission Européenne, en raison de la perte de compétitivité que ce projet pouvait induire pour les entreprises. Cependant, cet argument ne fut pas soutenu par des analyses chiffrées. Un rapport du ministère du climat de 2008 conclut d'ailleurs au faible impact des quotas carbone sur la compétitivité des entreprises.

3 - Phase IV

Le Danemark a une taxe CO₂, qui s'applique à tous les secteurs non concernés par le système d'échange et dont les autorités sont très satisfaites (elle applique un prix d'environ 22€/teqCO₂). Le pays est en faveur d'une phase IV qui traduirait une volonté plus ambitieuse de réduction des émissions de GES, ce qui harmoniserait le prix du quota avec la taxe CO₂.

B - Le secteur agricole

Un rapport récent au gouvernement sur les défis de l'agriculture danoise recommande une régulation des émissions de GES plus fine, au niveau des exploitations elles-mêmes, grâce à la mise en place d'un nouveau système de comptabilité des émissions de GES qu'il faudrait encore développer.

En ce qui concerne la méthanisation agricole, celle-ci est mentionnée dans le plan énergie 2012-2020, qui préconise que 50 % des effluents agricoles soient utilisés pour la production de biogaz. À travers un système d'aides et de soutien à la construction de nouveaux méthaniseurs décidée lors du plan énergie 2012-2020 (prix de rachat du biogaz de 15,4 cts€/kWh, et soutien à l'établissement de méthaniseurs de 30 % du coût total de l'investissement), la méthanisation décolle.

C - Le secteur du bâtiment

Il n'existe actuellement pas de plan national de rénovation énergétique des bâtiments, et les différentes aides et subventions ne sont pas distribuées de manière coordonnée. Le plan énergie 2012-2020 prévoit cependant la publication d'un tel plan avant la fin 2013.

Pour les rénovations énergétiques actuellement réalisées, la règle est de faire des analyses au cas par cas, publiques pour les bâtiments de l'État ou des communes. Les rénovations sont généralement des initiatives locales, s'appuyant entre autres sur le modèle ESCO (*Energy Service Company*), qui permet des partenariats entre entreprises spécialisées dans les réductions des consommations d'énergie et des communes ou collectivités locales souhaitant réduire leur facture énergétique. L'entreprise française Schneider Electric est notamment présente sur le marché, et présente des résultats donnant des durées de retour sur investissement de moins de trois ans.

Le plan énergie prévoit également des mesures pour augmenter la consommation d'énergie renouvelables dans les bâtiments (l'objectif étant de parvenir à une consommation 100 % renouvelable d'énergie pour l'électricité et la chaleur dans les bâtiments à l'horizon 2035). Environ 25 000 logements par an devront être convertis pour remplir cet objectif (60 % connectés au réseau de gaz, 40 % alimenté en énergie par du fioul). De nouvelles règles de construction ont ainsi été mises en place début janvier 2013, interdisant notamment la construction de logements neufs avec chauffage au gaz ou au pétrole.

D - Le secteur des transports

En plus des incitations existant dans le domaine de la fiscalité des véhicules personnels (une taxe de 180 % de la valeur du véhicule est appliquée pour l'immatriculation de tout véhicule personnel immatriculé au Danemark), dont les voitures électriques sont exemptées, le gouvernement a mis en place plusieurs programmes de soutien à la transition verte du domaine des transports. Le plus notable reste le fonds

affecté à l'électrification du réseau ferroviaire danois, pour environ 3,7 Mds€, dont le financement proviendrait d'une imposition accrue des entreprises opérant dans la mer du Nord.

La fiscalité avantageuse dont bénéficient les véhicules électriques n'a cependant pas permis à leurs ventes de décoller : au contraire, *Better Place Danemark* a récemment dû annoncer sa mise en faillite en raison d'un nombre trop réduit de véhicules vendus. La forte pression fiscale sur les propriétaires de véhicules personnels n'a pas réduit le nombre de voitures par habitant, qui est au même niveau que l'Allemagne ou les Pays-Bas.

Le projet gouvernemental de créer une écotaxe poids-lourds pour la circulation sur les autoroutes danoises, fonction du nombre de km parcourus, a été retiré devant la fronde des entreprises situées dans les secteurs économiquement les plus défavorisés, notamment l'industrie agro-alimentaire, et le coût administratif prohibitif de cette taxe.

E - Le secteur industriel

Une grande partie du secteur industriel danois, soumis au SCEQE, se trouve ainsi exonéré de tout autre effort de réduction des GES. Celles qui ne le sont pas doivent s'acquitter de la taxe carbone (appelée également taxe d'économie d'énergie, et dont les consommations d'électricité sont exemptées depuis le plan de croissance d'avril 2013), et peuvent en réduire le montant en signant un accord avec l'agence danoise de l'énergie sur la réduction de leur consommation énergétique et de leurs émissions de GES.

Parmi les principales mesures mises en avant par le ministère du climat, de l'énergie et du bâtiment figure la mise en place d'accords de coopération avec les entreprises du domaine de l'énergie (producteurs et distributeurs), qui obligent ces derniers à réduire leur consommation d'énergie finale de 2,6 % annuellement entre 2013 et 2020. Ces accords représentent un doublement de l'effort des entreprises par rapport à ceux conclus depuis 2006 (les objectifs précédents ayant toujours été largement remplis).

F - Les projets de captage et stockage du CO₂

L'entreprise suédoise *Vattenfall* avait envisagé un projet pilote de capture et stockage de CO₂, auquel le ministre du climat et de l'énergie a finalement apposé son veto, en raison notamment de l'opposition de la population locale et des ONG environnementales. Il n'y a donc pas de projet de CCS au Danemark pour le moment, même si les autorités

s'accordent pour dire que le sous-sol danois semble optimal pour ce genre de projets.

III - En conclusion : des résultats ambigus

Le Danemark s'est fixé en 2011 l'objectif d'être totalement indépendant des énergies fossiles en 2050. Dans le cadre de cet objectif de long terme, le pays s'est fixé des jalons intermédiaires. La transition énergétique prévoit ainsi une étape en 2020, dans le cadre du PEC, avec notamment une réduction des émissions de CO₂ de 40 % par rapport à 1990, une réduction de la consommation totale d'énergie de 12 % par rapport à 2006 et, enfin, une part de 30 % d'énergies renouvelables dans l'énergie consommée (le niveau de 2005 étant de 17 %). La part de l'éolien devra représenter 50 % de la production électrique, ce qui implique la construction de deux nouveaux parcs éoliens offshore, l'autre grande source d'énergie renouvelable est la biomasse.

Le Danemark a mis en place un dispositif de soutien à partir de tarifs de rachat basés sur les prix du marché auxquels une subvention est ajoutée. L'obligation de service public (352 M€ en 2011) est perçue auprès du consommateur par les distributeurs d'électricité et est redistribuée aux producteurs d'électricité éligibles à ce dispositif. Le dispositif de soutien a été revu dans le cadre du plan énergie 2012-2020 dans le sens de la baisse avec, pour l'éolien terrestre, des niveaux de subventions dépendant de la production mais aussi du niveau des prix du marché.

Malgré la faible production photovoltaïque, une bulle s'est toutefois déclenchée, poussant l'État à baisser les tarifs d'achat à partir de 2014. Le gouvernement, et particulièrement le ministre de l'énergie et du climat, sont critiqués pour avoir permis l'adoption d'une loi trop favorable à l'installation de projets photovoltaïque, entraînant ainsi des pertes estimées à plusieurs milliards d'euros d'ici 2020 dans le budget de l'Etat.

Les mesures mises en place ont permis de réduire les émissions de GES, de 34 % par rapport à 1990 (pour un objectif de 40 % de réduction de 1990 à 2020).

Les autorités danoises sont sereines quant à l'atteinte des objectifs 2020, mais elles rencontrent toutefois un certain nombre de difficultés dans la mise œuvre de la politique, notamment dans le secteur des transports, et du logement. Il n'existe actuellement pas de plan national de rénovation énergétique des bâtiments, et les différentes aides et

subventions ne sont pas distribuées de manière coordonnée. Le plan énergie 2012-2020 prévoit cependant la publication d'un tel plan avant la fin 2013.

La fiscalité avantageuse dont bénéficient les véhicules électriques n'a en de plus pas permis à leurs ventes de décoller : au contraire, le principal constructeur, *Better Place Danemark*, a récemment été mise en faillite en raison d'un nombre trop réduit de véhicules vendus. Par ailleurs, les statistiques européennes montrent que la forte pression fiscale sur les propriétaires de véhicules personnels n'a pas réduit le nombre de voitures par habitant, qui est au même niveau que l'Allemagne ou les Pays-Bas.

Par ailleurs, le gouvernement a souhaité introduire une écotaxe poids-lourds pour la circulation sur les autoroutes danoises, qui serait fonction du nombre de kilomètres parcourus. Face à la fronde des entreprises situées dans les secteurs économiquement les plus défavorisés, dans lesquels sont situées les principales industries agro-alimentaires, le gouvernement a dû céder.

La politique danoise est souvent montrée en exemple du fait du haut taux de pénétration de ses éoliennes, un tiers, soit en 2012 plus de 10,4 TWh sur un total de 30,4 TWh, et de la réussite de ses interconnexions avec les pays du nord. Le Danemark bénéficie en effet d'une situation particulière avec en particulier la Norvège dont les ressources hydro-électriques lui permettent de stocker une partie de sa production en excès. L'exemplarité est donc relative en ce qu'elle ne peut s'appliquer à l'ensemble des pays européens et ceci d'autant moins que, malgré une amélioration au cours du temps le Danemark est en termes d'émission de CO₂ par kWh électrique produit, paradoxalement en position très médiocre avec en 2010, 360 gCO₂/kWh.

L'Espagne

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC

A - Le plan d'actions

1 - Les objectifs

Dans le cadre du protocole de Kyoto, l'Espagne s'est engagée à ne pas augmenter ses émissions de CO₂ de plus de 15 % (soit 333,2 Mt) en moyenne sur la période 2008-2012, par rapport à celles de 1990 (290 Mt), l'année de référence. Or, sur la période 2008-2011 la moyenne était encore de 365,2 Mt (+29 %), et pour 2011, les émissions atteignaient 350,5 Mt (+ 24 %). L'Espagne est ainsi le pays industrialisé qui a le plus augmenté ses émissions de CO₂ et c'est le pays de l'UE qui devra payer le plus pour respecter ses engagements.

L'Espagne compense cet écart à ses objectifs de réduction d'émission notamment par l'achat de droits à polluer : elle a déjà dépensé 770 M€ pour l'achat de droits d'émission, et devra encore acquérir 105 Mt entre 2012 et 2014. Toutefois, à la différence du gouvernement antérieur, les investissements dans des projets "verts", auparavant dans des pays en développement, sont dorénavant remplacés par des projets en Espagne afin de générer des emplois et de faire baisser les émissions sur place.

Sur les négociations climatiques, l'Espagne ne soutient le principe d'un accord climat remplaçant Kyoto, que s'il est global et s'applique à tous, seule condition pour que l'industrie l'accepte.

Malgré cette situation de queue de classement européen, l'environnement n'est pas une priorité du gouvernement qui n'adopte de mesures environnementales qu'à condition qu'elles préservent l'emploi et la compétitivité. Le ministère de l'agriculture, de l'alimentation et de l'environnement est ainsi l'un des plus touchés par les coupes budgétaires de 2013 (-13 % après – 31 % en 2012).

En matière d'objectif d'énergies renouvelables, la situation espagnole est paradoxale, le fort développement des renouvelables, avec des primes démesurées (1 % du PIB) a abouti à un système tarifaire électrique structurellement déficitaire (30 Md€ de dette à ce jour) : la part des renouvelables est certes de 31 % dans le mix électrique, mais elle n'est que de 12,3 % dans le mix d'énergie primaire, et des inquiétudes se

font jour sur l'atteinte de l'objectif européen de 20 % (l'Espagne freinant la construction de parcs éoliens et solaires).

En matière d'efficacité énergétique, la situation est meilleure et l'objectif intermédiaire européen par rapport à 2007 (année de pic d'activité économique et industrielle) a pu être facilement atteint. Mais il reste de la marge sur un parc immobilier très important et sur un parc automobile vieillissant. Le gouvernement prend des mesures en ce sens, mais plus pour relancer le BTP et la consommation automobile que pour verdir l'économie (promotion de l'efficacité énergétique du bâtiment 1 Md€ de mesures d'aides environ, et primes à la casse).

2 - Organisation du pilotage et méthodologie

Le pilotage, la coordination et le suivi de la politique climatique sont assurés par l'Office espagnol du Changement climatique (OECC), Direction générale dépendant directement du Secrétariat d'État à l'environnement, au sein du Ministère de l'agriculture, de l'alimentation et de l'environnement. L'OECC assure ainsi le Secrétariat de la Commission interministérielle pour le changement climatique et celui du Conseil national du climat, l'organe de coordination des politiques pour le climat avec les autres administrations espagnoles et la société civile. De plus, la gestion et coordination avec les gouvernements régionaux (Communautés Autonomes) est renforcée depuis 2005 par la Commission de coordination des politiques de changement climatique.

L'objectif d'une baisse de 10 % des émissions par rapport à 2005 avantage l'Espagne car 2005 correspondait à un fort pic de ses émissions. Depuis lors, les émissions de CO₂ ont baissé de 19 %, avec toutefois un léger rebond en 2011 par rapport à 2010 (+0,7 %) en raison d'une plus grande utilisation du charbon national pour la production d'électricité, tendance qui s'est poursuivie en 2012 (+ 2,1 %).

Après les premières actions mises en place à partir de 2003 et notamment la « Stratégie d'économie et d'efficacité énergétique pour 2004-2012 », l'Espagne a approuvé en juillet 2007 sa « Stratégie sur le Changement Climatique et les Énergies Propres » (EECCCEL) horizon 2007-2012-2020, texte de référence permettant de coordonner les politiques de changement climatique avec les collectivités régionales et locales. Elle contenait près de 200 mesures visant à réduire les émissions de GES, dont 80 s'inscrivaient dans un plan de mesures urgentes. Parmi elles, 59 mesures formaient le Plan d'action pour l'économie et l'efficacité énergétique 2008-2012 (PAE4), instrument mis en place pour atteindre les objectifs du protocole de Kyoto repris dans le PNA (Plan National d'attribution de quotas d'émission) pour cette même période. Les autres mesures portaient sur sept secteurs et gaz différents.

Enfin, en juillet 2011, le gouvernement approuvait le « Plan d'action 2011-2020 d'économie et d'efficacité énergétique ». La crise facilite l'effort en matière de réduction d'émissions de CO₂ des secteurs industriels soumis à la directive SCEQE, excepté pour celui de la génération d'électricité responsable de plus de 55 % des émissions totales et dont les émissions ont augmenté de 7 % en 2012 en raison d'une plus grande utilisation du charbon.

Le plan d'énergies renouvelables 2011-2020 prévoyait pour 2020 :

- 20,8 % d'ENR sur la consommation finale brute d'énergie. Cependant, le gouvernement mise plutôt sur l'atteinte des objectifs UE (20 %), mais sans dépassement. La part réalisée en 2012 est de 12,3 %. Atteindre les 20 % pourrait s'avérer difficile compte tenu des réformes successives pour tenter d'endiguer le déficit tarifaire chronique dont souffre le secteur de l'énergie, et qui ont fortement freiné le développement des renouvelables.
- 11,3 % sur la consommation d'énergie dans le transport (objectif UE: 10 %)
- 38,1 % sur la production brute d'électricité (31 % réalisé en 2012)
- 17,3 % sur la consommation finale brute d'énergie pour le chauffage et la réfrigération.

Le Plan bas carbone de l'Espagne devrait lui permettre d'atteindre ses objectifs en matière d'efficacité énergétique car les indicateurs dans ce domaine permettent de conclure que l'Espagne a anticipé à 2010 l'atteinte de l'objectif intermédiaire de 9 % d'économie d'énergie primaire par rapport à l'année 2007 marqué pour 2016 par la directive européenne.

Les transports représentent 25 % des émissions de CO₂. En 2011, l'Espagne a augmenté à 7 % l'introduction obligatoire de biodiesel dans les carburants pour les années 2011, 2012 et 2013. Dans son rapport annuel 2011, le ministère de l'environnement estime à 7,7 % la participation du bioéthanol à la consommation d'essence et à 6,7 % celle du biodiesel au diesel consommé. L'Espagne ne s'est pas fixé d'objectifs au-delà de l'année 2020.

Tableau n° 5 Évolution des émissions totales de CO₂ en Espagne (en MteqCO₂)

Pré-Kyoto	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011
290	283	317	379	433	432	399	363	349	350

Tableau n° 6 Objectifs énergétiques du Plan d'action d'économie et d'efficacité énergétique 2011-2020

Tabla 9. Objetivos Energéticos del Plan de Acción 2011-2020

	Ahorros de Energía Final (ktep)		Ahorros de Energía Primaria (ktep)	
	2016	2020	2016	2020
Industria	2.489	4.489	2.151	4.996
Transporte	6.921	9.023	8.680	11.752
Edificios y Equipamientos	2.674	2.867	5.096	5.567
Servicios Públicos	56	125	131	295
Agricultura y Pesca	1.036	1.338	1.289	1.665
Total sectores usos finales	13.176	17.842	17.347	24.274
Transformación de la Energía	—	—	9.172	11.311
TOTAL	13.176	17.842	26.519	35.585

3 - L'évaluation de la mise en œuvre du PEC et de son impact économique

Selon l'Office Espagnol du Changement Climatique, il n'existe pas d'évaluation régulière globale de la mise en œuvre et de l'impact du PEC sur l'économie espagnole.

II - Une analyse sectorielle

A - La mise en œuvre du système SCEQE

Les émissions des installations couvertes par le système SCEQE représentent 35 % des émissions totales de l'Espagne. Le plan national d'attribution de quotas 2008-2012 attribuait gratuitement un total de 761,250 MtCO₂, soit par an 76,9 % des émissions de CO₂ de 2005 des installations entrant dans le système. Cette attribution représente également une réduction de 18,4 % par rapport à l'attribution annuelle pour la période 2005-2007.

1 - Efficacité du système

L'Espagne estime que le système a été efficace car les émissions de CO₂ ont diminué de manière significative et le système a entraîné l'implantation de systèmes efficaces de mesure des émissions. Le bilan tiré par le pays de la phase II du système ETS est positive, même si l'impact spécifique au système ETS ne peut pas être évalué.

Les difficultés de mise en œuvre de la troisième phase du système ETS tiennent au bilan entre émissions et droits, et l'excédent accumulé de la phase II, qui a créé une chute du cours de la tonne de CO₂.

2 - Coût du système SCEQE pour les entreprises et impact sur leur compétitivité

Le système n'est pas jugé coûteux pour les entreprises concernées ou nuisible à leur compétitivité car le cours de la tonne de CO₂ a baissé significativement. L'Espagne juge qu'il stimule l'efficacité énergétique et les investissements en modernisation et nouvelles technologies.

3 - Phase IV

L'Espagne est en faveur d'une phase IV du système SCEQE. Au plan politique, le gouvernement espagnol est partagé sur le sujet du backloading SCEQE : si le ministère de l'environnement est pour, le ministère de l'industrie et le lobby industriel espagnol sont contre. Pour l'heure, sur ce sujet qui ne fait consensus en Espagne ni au sein du gouvernement ni au sein des partis politiques, l'Espagne maintient son opposition au backloading.

B - Le secteur agricole

Les lignes stratégiques du secteur agricole pour la réduction de ses émissions de CO₂ sont d'une part la politique forestière visant à augmenter les puits de carbone et d'autre part, la politique en matière d'élevage pour réduire les émissions de GES issues des purins.

1 - Politique forestière et puits de carbone

Parmi les actions menées :

- amélioration des activités agricoles par la divulgation, afin de faire connaître les avantages d'une gestion agricole contribuant à la mitigation et à l'adaptation au changement

climatique, soutien aux activités agricoles plus soutenables pour le climat avec estimation du carbone fixé

- réalisation de l'inventaire des activités agricoles et forestières. Proposition d'un registre des projets de boisement et mesures tendant à augmenter la capacité d'absorption des puits de carbone et à en améliorer la comptabilisation et l'inventaire.

2 - Méthanisation

Par ailleurs, dans le cadre de sa stratégie de changement climatique et énergie propre, l'Espagne a approuvé un certain nombre de mesures urgentes parmi lesquelles figurait le Plan de bio-digestion des purins approuvé le 26 décembre 2008. Une fois approuvés les décrets d'application de ce plan prévoyant une réduction des émissions de 2,23 MteqCO₂/an, 8,177 M€ ont été versés entre 2009 et 2011 aux régions à forte concentration d'élevages pour la mise en place de mesures de méthanisation. Les résultats à ce stade ne sont pas encore connus.

Le secteur connaît pas mal de difficultés d'inventaire de ses émissions. Les succès sont graduels en bio-digestion des purins et gestion des fertilisants ainsi qu'en implantation de bonnes pratiques pour le développement d'une agriculture durable.

C - Le secteur du bâtiment

Sa forte dépendance énergétique et la législation communautaire ont conduit l'Espagne à adapter sa législation et à adopter divers plans d'économie et d'efficacité énergétique, notamment dans le bâtiment qui représente 26 % de la consommation d'énergie finale et où il existe un fort potentiel (près de 6 millions de logements ont plus de 50 ans). La mise en place d'une législation de base (notamment cadre législatif pour les sociétés de services énergétiques) et de plans nationaux successifs élaborés par le gouvernement central (plans d'économie et d'efficacité énergétique, plans de logement et de réhabilitation...) et mis en œuvre par les régions sont les mesures adoptées par l'Espagne pour atteindre les objectifs de la directive 2010/31 UE sur performance énergétique dans le bâtiment. Entre 2005 et 2010, pour les deux premiers plans, les régions ont géré un budget de 1,5Md€ dont 1,165 Md€ en provenance de l'IDAE (équivalent de l'ADEME) et 348 M€ de leurs propres budgets.

Pour poursuivre l'effort et tenter en même temps de redynamiser le secteur de la construction, le conseil des ministres a approuvé en avril dernier le projet de loi de réhabilitation et rénovation urbaines ainsi qu'un

plan en faveur du logement 2013-2016 qui visent notamment à favoriser la réhabilitation et à améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments. La certification énergétique sera dorénavant obligatoire pour mettre en vente ou pour louer un bâtiment ou un appartement.

Par ailleurs, divers plans de rénovation des installations thermiques (chaud, froid, ventilation) et d'eau chaude sanitaire, des électroménagers ou de l'illumination intérieure moins consommateurs d'énergie, mis en place par les régions et/ou par les grandes villes, viennent compléter cette politique.

L'objectif global et d'atteindre une consommation d'énergie finale de 2 867 ktep en 2020 à travers un ensemble de mesures incluant notamment subventions et avances remboursables, formations, informations et inspections.

À noter cependant que l'ampleur de la crise économique et les difficultés pour accéder au crédit freinent le développement des sociétés de service énergétique et la réhabilitation des logements. Le ministère de l'équipement négocie avec les banques la création de nouveaux crédits à cet effet.

Il n'existe pas d'études spécifiques de l'administration espagnole concernant la rentabilité des investissements ou les bilans macro-économiques dans ce domaine.

D - Le secteur des transports

Grâce à son plan d'action 2011-2020 pour le secteur des transports, l'Espagne prévoit une économie globale d'énergie finale de 9 Mtep en 2020, résultat d'une quinzaine de mesures réparties en 3 blocs :

- mesures de changement modal pour réduire la croissance de la demande en mobilité (ex. plans de mobilité urbaine et d'entreprises, soutien au télétravail et à la téléassistance, car-sharing, etc.) et rééquilibrage des transports de personnes et de marchandises vers des technologies plus efficaces (transports publics, transports non motorisés, transport ferroviaire et maritime, intermodalité, etc.) ;
- mesures de renouvellement des flottes vers des véhicules moins polluants (plan véhicule électrique et plan d'aide de remplacement et mise à la casse de véhicules de plus de 12 ans d'âge) ;

- mesures d'usage rationnel des modes de transport, soutien aux techniques de conduite efficaces et aux systèmes de gestion et d'optimisation des flottes et des trajets.

À titre d'exemple, le Plan de soutien à la voiture électrique (plan MOVELE 2010-2012) avait un objectif très ambitieux de 250 000 voitures électriques en 2014 qui ne sera pas atteint, loin de là. Selon le ministère de l'industrie, sur la période 2010-2012, un total de 5 455 véhicules électriques ont été vendus et 771 points publics de recharge installés.

Les aides dans ce domaine pour 2013 s'élèvent à 10 M€ seulement (entre mai et décembre). Elles varient en fonction du type de véhicule pouvant en bénéficier (les deux-roues ont été exclus des aides de ce Plan pour l'année 2013) :

- 5 500 € pour les véhicules offrant 90 km d'autonomie.
- 3 500 € pour les véhicules offrant entre 40 km et 90 km d'autonomie.
- 2 500 € pour les véhicules offrant entre 15 km et 40 km d'autonomie.
- 8 000 € (et jusqu'à 20 000 €) pour les bus et véhicules utilitaires.

Une deuxième composante de la politique de réduction des émissions liée aux transports est l'introduction de biocarburants. La difficulté pour l'Espagne sur ce point est le dumping pratiqué par des pays comme l'Argentine et l'Indonésie sur le marché espagnol des biocarburants qui a conduit à la fermeture de nombreuses unités de production du pays.

D'une manière générale, difficultés également dans ce domaine pour renouveler le parc automobile en raison de la crise, en partie compensées par l'introduction de mesures pour une mobilité durable dans les villes.

Enfin, le gouvernement envisage actuellement une révision de l'Impôt de circulation perçu par les municipalités afin que celui-ci taxe davantage, à partir de 2014, les véhicules les plus polluants.

E - Le secteur industriel

Le secteur industriel espagnol est soumis, pour une grande part, à la directive ETS et la plupart des actions de réduction de ses émissions de GES se réalisent dans ce cadre. Elles sont complétées actuellement par les

mesures du Plan d'Action 2011-2020 pour le secteur industriel qui prévoit des mesures telles que :

- soutien économique à la réalisation d'audits énergétiques débouchant sur la réalisation matérielle de projets permettant des gains d'efficacité énergétique et des réductions d'émissions de GES ;
- soutien à l'implantation des meilleures technologies disponibles en matière d'énergie et environnement ;
- implantation de systèmes de gestion énergétique (mesure et contrôle, analyse des variables des processus de production) : développement de la réglementation en ce sens.

F - Les projets de captage et stockage du CO₂

Il existe encore peu de projets de captage et stockage de CO₂ en Espagne. Parmi les plus en vue, en matière de captage du CO₂, se trouve celui de Compostilla (province de León), lancé en 2006 et en marche depuis 2011, soutenu par l'État à travers la fondation "Ciudad de la energía – CIUDEN" pour capturer le CO₂ des centrales thermiques à charbon pulvérisé. La technologie utilisée est l'oxy-combustion et le lit fluide circulant.

Le plus en vue en matière de stockage géologique est celui de Hontomín (province de Burgos) également mené par la fondation CIUDEN depuis 2009, dans le cadre du projet européen OXYCFB300. Une fois passées les phases de sélection de l'emplacement, caractérisation, design et construction du centre, Ciuden vient d'atteindre la phase de perforation de deux puits, l'un pour l'injection du CO₂ et l'autre pour le monitoring afin de visualiser le comportement du CO₂ dans le sous-sol. La zone est déjà dotée d'un réseau de monitoring continu composé de 30 stations micro-sismiques.

La population n'a pas beaucoup réagi à ces projets qui sont par ailleurs créateurs d'emplois dans ces régions minières particulièrement affectées par le chômage. Un développement massif de ces technologies ne serait envisageable que si elles s'avéraient très rentables dans une 2^{ème} phase. De plus actuellement, le secteur public espagnol n'est pas en condition d'investir massivement.

III - En conclusion

L'Espagne, qui est l'un des pays de l'Union Européenne à la plus forte dépendance énergétique (77 % de son approvisionnement en énergie) a mis en place au cours de la dernière décennie une politique de développement des énergies renouvelables très incitative s'appuyant en particulier sur la production hydraulique et éolienne et, depuis 2009, sur l'énergie solaire photovoltaïque. La situation espagnole est aujourd'hui paradoxale, le fort développement des renouvelables, ayant abouti à un système tarifaire électrique structurellement déficitaire (30 Md€ de dette à ce jour soit 3 % du PIB) : la part des renouvelables est certes de 31 % dans le mix électrique, mais elle n'est que de 12,3 % dans le mix d'énergie primaire, et des inquiétudes se font jour sur l'atteinte de l'objectif européen de 20 %.

Un moratoire a marqué en effet un arrêt brutal en 2012 du soutien des énergies renouvelables. L'Espagne a programmé une réforme fiscale du secteur de l'électricité adoptée en juillet 2013 pour couvrir les surcoûts liés au développement des nouvelles énergies. Elle devrait taxer uniformément toutes les sources de production de l'électricité quelle que soit la technologie et surtaxer les sources d'électricité productrices de CO₂. Cette taxe aura pour conséquence d'augmenter la facture d'électricité des consommateurs, particuliers et entreprises.

En raison de l'éclatement de la bulle spéculative dans le solaire photovoltaïque et de la suppression du soutien en 2012, le développement de cette filière sera désormais très limité. La disponibilité de la ressource et la marge de progression du potentiel hydraulique sont pratiquement nulles pour la grande hydroélectricité et donc limitées à la petite hydroélectricité (<10 MW). Le développement de l'éolien terrestre se heurte à des difficultés avec de nombreux recours contentieux de la part des riverains.

En matière d'efficacité énergétique, la situation est meilleure et l'objectif intermédiaire européen par rapport à 2007 (année de pic d'activité économique et industrielle) a pu être facilement atteint. Mais il reste encore des marges de progression significatives sur un parc immobilier très important et sur un parc automobile vieillissant. Le gouvernement prend des mesures en ce sens, mais davantage dans une perspective de relance des secteurs du BTP et de l'automobile.

L'Italie

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC

A - Le plan d'actions

1 - Les objectifs

Afin de répondre aux objectifs du PEC, l'Italie a adopté un cadre normatif tendant à compléter le processus de libéralisation du marché de l'électricité et du gaz, à promouvoir l'efficacité énergétique et à développer l'usage des énergies renouvelables dans le dessein de diversifier ses sources d'énergies. Plus particulièrement, le gouvernement italien a décliné ses objectifs en matière de PEC à travers un décret législatif du 1^{er} juin 2011 transposant les directives relatives au PEC et mettant en place des scénarii et plans d'action au niveau national. En termes globaux, il est notamment prévu :

- un scénario décennal relatif au développement des marchés du gaz naturel et de l'énergie électrique dont le suivi est assuré par le ministre du développement économique en collaboration avec les régions,
- un plan relatif à l'adéquation entre les équipements et les infrastructures énergétiques et les objectifs de la politique énergétique nationale,
- un plan d'action visant la sécurité d'approvisionnement du gaz naturel,
- un plan décennal prévoyant le développement de la distribution en gaz,
- un plan de développement du réseau électrique national de transmission,
- un plan d'action national en faveur de l'expansion des énergies renouvelables,
- Un plan d'action pour l'efficacité énergétique.

Le gouvernement italien a également annoncé ses objectifs prioritaires à tenir d'ici 2020 en matière d'énergies renouvelables, d'efficacité énergétique et de sécurisation de l'approvisionnement énergétique et des réseaux électriques.

À titre d'exemple, le plan d'action national pour les énergies renouvelables (PAN) prévoit que celles-ci comptent pour 10,14 % de la consommation énergétique en matière de transport (via le biocarburant de seconde génération), pour 26,39 % de la consommation électrique à travers la modernisation du réseau et le développement du "smart grid" (réseau électrique intelligent), et enfin pour 17,09 % de la consommation relative à la climatisation.

Concernant l'efficacité énergétique, l'UE impose une économie d'énergie de 9 % d'ici 2016. L'État italien s'est quant à lui fixé un objectif légèrement plus ambitieux de 9,6 %. L'agence nationale pour les nouvelles technologies, l'énergie, et le développement économique durable (ENEA), chargée de la surveillance des économies énergétiques, indique que l'objectif italien a été pleinement satisfait pour l'année 2010.

L'Italie s'est par ailleurs engagée dans une politique énergétique visant à augmenter sensiblement ses capacités d'importations de gaz de plus de 40 Mds de m³ standard. L'objectif à long terme est l'établissement d'un grand hub gazier sud européen.

L'Italie a fortement placé le développement des renouvelables, notamment le solaire, au cœur de son programme énergétique. En 2010, les sources renouvelables comptaient pour 10 % dans la consommation finale brute d'énergie alors qu'on ne recensait que 5 % en 2005. C'est pourquoi l'Italie semble en passe d'atteindre son objectif en 2020 de 17 % d'énergies renouvelables dans sa consommation finale brute. Ces progrès se sont toutefois accompagnés d'une augmentation des coûts due au manque de rentabilité du secteur solaire par rapport à d'autres champs plus porteurs.

En outre, bien que l'Italie ait effectué des investissements lourds en termes de mise en place de réseaux intelligents afin d'optimiser sa production, elle souffre toujours d'un manque de déploiement de son réseau global au sein de sa partie méridionale et de ses îles, où le potentiel en énergies renouvelables est pourtant élevé.

Par ailleurs, l'Italie a adopté une Stratégie énergétique nationale (SEN) en mars 2013. L'exécutif italien y détaille une série d'objectifs à réaliser dans le long terme et le très long terme (2030 et 2050), parmi lesquels :

- le renforcement des efforts en matière d'efficacité énergétique, afin de réduire la consommation primaire d'énergie de 26 % en 2050 par rapport à 2010, les secteurs du bâtiment et des transports seront particulièrement visés ;

- la poursuite du développement des énergies renouvelables avec l'objectif d'atteindre au moins 60 % de part de renouvelables dans la consommation finale d'ici 2050 ;
- une augmentation sensible de l'électricité dans le domaine électrique ;
- le maintien du rôle clé du gaz dans la transition énergétique avec toutefois une baisse de son poids en valeur absolue à très long terme.

2 - Organisation du pilotage et méthodologie

Le pilotage italien en la matière est réalisé par le ministère de l'environnement et de la protection du territoire et de la mer. Il doit suivre l'état d'avancement des engagements italiens concernant la réduction des émissions de GES et mettre à jour des scénarii et leurs modalités d'extension jusqu'à l'année 2030. Il a également l'obligation de les soumettre au comité technique d'émission de gaz à effet de serre (CTE), créé par le Comité interministériel pour la programmation économique (CIPE). Le CTE a ensuite pour objectif de proposer des ajustements dans la stratégie nationale de réduction des GES en tenant compte de la compétitivité de l'économie italienne.

Enfin, un rôle moteur est confié au *Gestore dei Servizi Energetici* (GSE), société par action contrôlée par le ministère de l'économie et des finances. Celle-ci est tenue de contribuer activement à la mise à jour des politiques européennes concernant le PEC en droit italien, et plus particulièrement de seconder le ministère du développement économique, qui a une compétence en matière de politique énergétique, au regard de la transposition de la directive 2009/28 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

La méthodologie de calcul, mise à jour par en mai 2013, utilise les standards préconisés par l'Union européenne. L'ENEA possède en son sein une cellule chargée d'élaborer des calculs relatifs gains énergétiques. Selon elle, les données statistiques restent fiables et permettent un examen crédible de la situation.

B - Résultats atteints par rapport à la trajectoire définie

1 - La consommation énergétique et les émissions de CO₂

Après plus de dix années de croissance ininterrompue, les émissions de GES de l'Italie ont amorcé une baisse dans la seconde moitié des années 2000. Plusieurs facteurs ont contribué à ce

fléchissement, notamment la poursuite du passage au gaz naturel, la progression des sources d'énergie renouvelable, et certaines améliorations de l'efficacité énergétique. La récession économique intervenue à la fin des années 2000 y a également joué un rôle déterminant.

En 2010, les émissions ont diminué de 6,2 % par rapport aux niveaux de 1990, l'objectif de Kyoto étant une réduction de 6,5 % en 2008-12. Selon les estimations d'Eurostat de mai 2013, les émissions de CO₂ se sont réduites de 5,1% en Italie en 2012.

Le secteur des transports est le principal poste de consommation finale d'énergie depuis le début des années 1990 (42,4 Mtep en 2010) soit environ 33 % du total national en 2010.

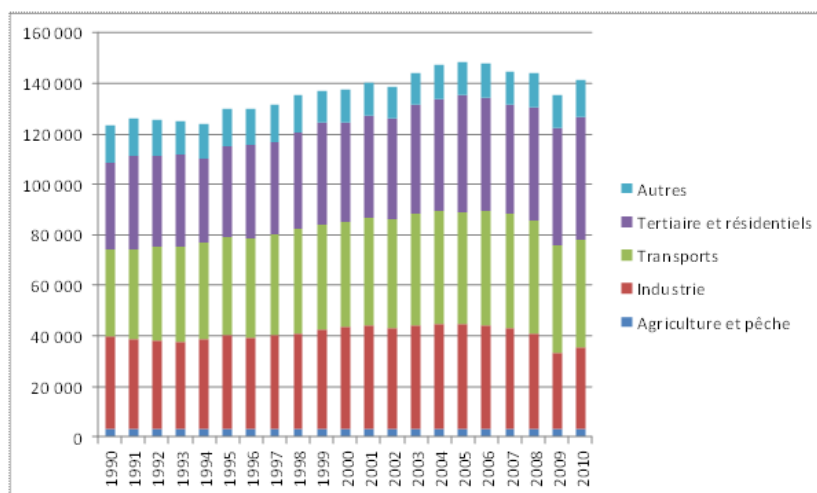


Figure 23. Consommation finale d'énergie par secteur (Ktep)
(Source : ministère du développement économique)

Ainsi, de 1990 à 2010, les consommations énergétiques du secteur ont augmenté de 23 %. Néanmoins, cette consommation se réduit depuis 2008 (- 6,5 % entre 2008 et 2009). S'agissant de l'impact du secteur sur les émissions de CO₂, il correspond à près de 32 % des émissions de l'Italie en 2010. En 1990, ce chiffre s'élevait à 27 %.

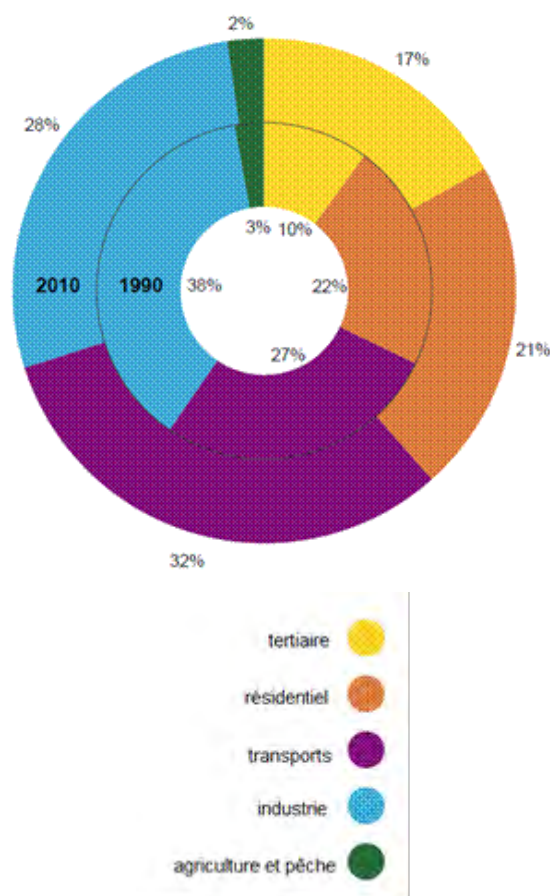


Figure 24. Emissions de CO2 par secteur (Source : Fondazione per lo sviluppo sostenibile)

2 - L'évaluation de la mise en œuvre du PEC et de son impact économique

Depuis 2011, le ministère de l'environnement et de la protection du territoire et de la mer rend compte chaque année des progrès accomplis par l'Italie au regard de ses engagements internationaux de réduction des émissions de GES dans un document transmis au CIPE dont les principaux éléments sont repris dans le Document d'économie et de finance. Dans ce document, le ministère doit présenter :

- une mise à jour du "scénario tendanciel" et "scénario avec mesures" de réduction des GES,

- une évaluation de l'application des mesures,
- une mise à jour des objectifs de réduction fixés par la directive 406/2009/CE et des directives adoptées postérieurement, et une évaluation des efforts qu'il reste à accomplir pour atteindre les objectifs fixés.

Il n'existe pas toutefois d'évaluation globale des conséquences de la mise en œuvre du PEC sur l'économie, le commerce extérieur ou l'emploi. Le Sénat avait toutefois publié un rapport sur l'estimation des coûts du PEC fin 2008. L'Italie était en désaccord avec le scénario de référence présenté par la Commission qui évaluait le coût total du PEC pour l'UE-27 à 0,58 % du PIB en 2020 (soit 90,8 Md€) et pour l'Italie à 0,49 % par rapport au PIB d'ici 2020. Le scénario plus probable selon l'Italie est celui sans « commerce des énergies renouvelables » (scénario RSAT) qui implique un coût total pour l'UE-27 de 111,2 Md€, soit 0,71 % du PIB, avec un pourcentage de déviation par rapport à la ligne de base de 22,5 %.

EU27 - 2020 Nom du scénario		Coûts de mise en conformité	Déviation par rapport à la ligne de base
RSAT	<i>EC proposal without RES trading</i>	111.2 Md€ (0,71 % PIB)	22.5 %

II - Une analyse sectorielle

A - La mise en œuvre du système SCEQE

L'Italie a laissé une large place aux instruments économiques dans sa politique d'atténuation du changement climatique. Le système SCEQE couvre environ 40 % des émissions de GES de l'Italie. Ce pourcentage est moins élevé que dans les autres grandes économies de l'Union Européenne, ce qui fait que la plupart des réductions d'émissions doivent résulter de mesures nationales dans les secteurs hors SCEQE. Contrairement à la plupart des autres pays participant, les installations italiennes ont acheté des quotas sur le marché dès les premières années car leurs émissions dépassaient les quotas alloués. La fin de la décennie a été cependant marquée par une sur-allocation de quotas sous l'effet principalement de la crise économique. Il reste à savoir si le système conduira à des prix des quotas de CO2 suffisamment stables et élevés pour inciter l'investissement dans les technologies bas carbone.

L'Italie dresse un constat sévère du SCEQE et le considère inefficace du fait du prix excessivement bas de la tonne de CO₂ sur le marché. Plus précisément, le gouvernement Italie établit une série de raisons expliquant les problèmes actuels rencontrés par le SCEQE :

- La crise économique subie depuis plusieurs années, qui entraîne une surabondance de crédits CO₂ vendus sur le marché.
- Une superposition des mesures luttant contre les émissions de dioxyde de carbone créant une mauvaise lisibilité et une concurrence d'objectif.
- Le manque de coopération internationale qui ne permet pas une modernisation rapide du SCEQE.

Afin de pallier au mauvais signal véhiculé par le prix de la tonne de CO₂, l'Italie propose trois grandes mesures destinée à réformer le SCEQE et le rendre plus efficace :

- Réduire durablement l'offre de crédit CO₂ sur le marché via le retrait des quotes-parts alloués dans le début de la phase III du SCEQE (environ 900 Mt) et un durcissement des objectifs de 2020 en matière de réduction d'émission de gaz à effet de serre (-30 %),
- Intervenir sur la demande en instituant par exemple un prix planché,
- Augmenter la demande de quotes-parts de CO₂ en étendant à de nouveaux secteurs le SCEQE.

Le gouvernement propose donc une stimulation de la demande et un contrôle du prix de la tonne de CO₂ afin d'annihiler la baisse constante de ce dernier.

B - Le secteur agricole

Le secteur agricole en Italie a été associé à la réduction des émissions de GES à travers les divers plans adoptés pour transposer les directives européennes du PEC et répondre aux objectifs fixés par le protocole de Kyoto. En particulier, selon les objectifs du plan national (PAN) pour les biomasses, l'Italie devrait produire 3580 ktep d'énergie électrique (environ 19,2 TWh) et 5720 ktep d'énergie thermique provenant de biomasse d'ici 2020, dont 1196 ktep (6400 GWh) provenant du biogaz.

Développement de la méthanisation agricole

Le marché du biogaz agricole a été très dynamique en Italie en cours des dernières années, et a confirmé cette tendance en 2011 avec plus de 200 MW de nouvelles installations et un marché qui a doublé par rapport à l'année précédente. La composante biogaz de déchets est en revanche stable depuis plus de 4 ans.

Les régions, dont la puissance installée de méthanisation agricole est la plus importante, sont celles du Nord (Lombardie, Piémont, Vénétie) qui bénéficient d'une grande disponibilité de matière première.

En mai 2011, 391 installations agro-zootechniques de biogaz ainsi que 130 installations en construction ont été recensées en Italie pour une puissance installée de 241,6 MW et 108,1 MW à venir), soit un total d'environ 770 Mm³ de méthane. Environ 58 % des installations opèrent en co-digestion d'effluents zootechniques avec cultures énergétiques (maïs, sorgho...) et résidus de l'agroindustrie.

Les tarifs d'achat ont permis de soutenir le développement de ces sources d'énergie. Cependant, les technologies pour la production d'énergie de biogaz ont un coût d'investissement qui est sensiblement corrélé à la taille de l'installation. Le potentiel de biogaz en Italie est évalué à 7,5 % de la consommation nationale à horizon 2030.

C - Le secteur du bâtiment

La politique d'efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment est mise en œuvre au travers de mesures incitatives pour la réalisation de travaux de performance énergétique des bâtiments. Ces mesures se réfèrent à la loi de finances 2007, qui prévoit une déduction fiscale de 5 % des travaux, aux certificats d'efficacité énergétique (TEE), au *Conto Termico*. Pour accéder aux incitations, il est demandé dans certains cas, que les professionnels et les opérateurs et les produits aient un certificat de qualité ou une reconnaissance similaire.

Un plan national de rénovation énergétique des bâtiments est en cours d'élaboration par les services de l'ENEA et du ministère du développement économique. Ce dernier concernera à la fois les logements résidentiels et le parc tertiaire et priorisera une série de mesures à adopter selon la typologie d'intervention suivante :

- isolation globale de la structure du bâtiment,
- isolation du bâtiment au niveau du toit / sol,
- isolation des fenêtres,

- installation dans les bâtiments.

S'agissant des logements, une carte du parc immobilier selon la taille et le nombre d'occupants est en cours de constitution. Le parc tertiaire est quant à lui divisé par type d'usage (écoles, administration...) afin de définir les mesures prioritaires adaptées pour permettre la rénovation énergétique des bâtiments.

Il n'existe pas d'études sur la rentabilité des investissements dans la rénovation énergétique pouvant servir de référence. La méthodologie à adopter fait encore objet de débat.

D - Le secteur des transports

Le secteur des transports en Italie a été associé à la réduction des émissions de GES à travers les divers plans adoptés pour transposer les directives européennes du PEC et répondre aux objectifs fixés par le protocole de Kyoto. En particulier, les mesures mises en œuvre pour participer à la réduction des émissions de GES ont été principalement orientées vers le transport routier, ce dernier représentant environ 89 % des GES en 2010 du secteur transports (4 % respectivement pour le transport naval et ferroviaire, 2 % pour l'aviation, et 1 % pour les autres catégories).

Le programme de mise à la casse de 2007-2010 a constitué la principale mesure mise en œuvre pour réduire encore les émissions moyennes de CO₂ des véhicules. Toutefois, les taxes payées par les propriétaires de voitures particulières sont basées sur les normes d'émission de polluants, et non sur les taux d'émission de CO₂ ; quant à celles frappant les poids lourds, elles ne sont liées à aucun critère environnemental.

Ces mesures ont permis un renouvellement de la flotte et, bien que l'Italie affiche toujours l'un des taux de motorisation privée les plus élevés par rapport aux autres pays européens, les voitures particulières affichent un haut niveau d'efficacité énergétique qui va s'améliorer. L'Italie a déjà atteint l'objectif européen de 130 gCO₂/km d'ici 2015 pour les nouvelles immatriculations. Le gouvernement a par ailleurs lancé un plan pour le déploiement des flottes privées et publiques de véhicules à faibles émissions de CO₂ en 2012.

Des mesures spécifiques ont été également mises en place pour réduire les émissions polluantes et le CO₂ dans le secteur des transports, mais ne s'intègrent pas dans une stratégie globale partagée et portée par l'État, et sont davantage à l'initiative des collectivités locales. Le ministère de l'environnement, qui dispose d'un budget limité, joue un

rôle de facilitateur par le biais d'appels à projets, de programmes de cofinancement, de relais d'initiatives communautaires dans le cadre urbain. Il n'existe donc pas de stratégie à proprement parlé, mais une addition de mesures différentes en fonction du budget et des priorités du ministère. Au total, ce sont plus de 500 interventions pour une enveloppe globale de 600 M€ qui ont été cofinancées par le ministère (environ 1/3 du financement global) depuis 2000.

1 - Secteur routier

Les actions de développement de formes alternatives de transports passent en grande majorité par des financements par appels à projets du ministère de l'environnement qui sont utilisés par les collectivités ou les entreprises, dans les domaines suivants :

- développement de la figure du *mobility manager* dans les entreprises,
- promotion du *CarSharing* et *BikeSharing*, notamment par le déblocage d'enveloppes destinées aux communes pour l'installation de telles politiques (la particularité du système italien est qu'un abonnement suffit pour avoir accès au service dans l'ensemble des villes),
- promotion des pistes cyclables,
- financement de parking d'inter-modalité,
- promotion et aide au financement des ZTL (zone à trafic limité) : des progrès ont été réalisés dans l'extension des systèmes de transports urbains intégrés et beaucoup de grandes villes ont créé des zones à faibles émissions (à Milan, la zone à faibles émissions a été complétée par une redevance de pollution/congestion, ce qui a réduit l'usage de la voiture en centre-ville et les émissions correspondantes),
- cofinancements de systèmes d'info-mobilité,
- renforcement des réseaux de distribution de carburants à faible impact,
- politiques de renforcement de la sécurité des piétons.

La taxe de circulation annuelle prend en compte la taille du véhicule et son niveau d'émission. Le prix varie selon les régions, la puissance en kW, et la classe de pollution des véhicules – Euro I, Euro II etc... Les voitures fonctionnant au GPL ou au méthane sont exemptées de taxe. La recette totale, évaluée à 5 Md€, est destinée aux régions.

2 - Secteur maritime et portuaire

Un projet d'électrification des ports, cofinancé par le ministère de l'environnement, vise à permettre aux bateaux amarrés au port d'éteindre les moteurs afin de réduire leurs émissions. Il est mis en place par certaines collectivités, telles que Gênes et Livourne, et pourrait être étendu, dans un second temps, à d'autres ports d'importance. Le coût de l'opération est cependant très élevé, et il sera difficile de généraliser cette pratique à court terme.

3 - Secteur ferroviaire

Il s'agit surtout des actions franco-italiennes : projet APA (projet de feroutage financé par le fond de mobilité infrastructure et environnement) et autoroutes de la mer (à cheval entre le secteur ferroviaire et maritime).

4 - Secteur aérien

Aucune action n'a été mise en place. Les mesures sont orientées vers la réduction de la pollution sonore.

La principale difficulté réside dans le fait que l'Italie n'a toujours pas de stratégie de transport globale pour rééquilibrer la répartition modale de transport de voyageurs et de marchandises.

E - Le secteur industriel

Le secteur industriel est principalement associé à la réduction des émissions de GES à travers l'ensemble des mesures pour favoriser les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique dont les mécanismes d'applications sont adaptés aux entreprises industrielles.

MESURES	OBJECTIFS
ENERGIES RENOUVELABLES	
Troisième et quatrième "Compte Énergie Photovoltaïque"	Promouvoir la production d'électricité photovoltaïque à travers la mise en place de tarifs préférentiels afin de réaliser l'objectif de puissance nominale cumulative de toutes les infrastructures bénéficiaires d'au moins 3000 MW 8000 MW
Troisième "Compte Énergie Photovoltaïque"	Promouvoir la production d'électricité photovoltaïque à travers la mise en place de tarifs préférentiels afin de réaliser l'objectif de puissance nominale cumulative de toutes les infrastructures bénéficiaires d'au moins

MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT : ITALIE

Cour des comptes

La mise en oeuvre par la France du Paquet énergie-climat, annexes – décembre 2013
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

Décret ministériel 18 déc. 2008	Instauration d'un tarif préférentiel pour les installations (alimentées par le renouvelable) de puissance nominale moyenne annuel inférieur à 1 MW
Cadre stratégique national 2007-2013 (FEDER)	Mise en place de mesures de soutien en collaboration avec les régions
Plan d'action national pour les du 30 juin 2010 et décret législatif n° 28 du 3 mars 2011	Objectif d'atteindre une cible de 110 Twh de production électrique de sources renouvelables à travers le développement du <i>smart grid</i> et promotion des infrastructures de petite taille à travers l'obtention de facilités de crédit.
Plan d'action pour l'efficacité énergétique de juil. 2011, décrets de 3 mars 2011 "efficacité énergétique et sources renouvelables thermiques"	Mesures pour la promotion des énergies thermiques de sources thermiques et mise en place d'un mécanisme incitatif sur la réalisation d'installations thermiques de petite taille
Décret du 28 déc. 2012 relatif aux titres d'efficacité énergétique	Révision des instruments des certificats blancs (incitations aux investissements d'efficacité énergétique) pour 2013-2016
Décret-loi du 31 mai 2013 relatif à l'efficacité énergétique dans le bâtiment	Poursuite de l'éco-bonus pour les interventions de requalification et d'efficacité énergétique dans les immeubles privés (abattement fiscal de 65 %) pour une durée de 6 mois supplémentaire. Mise à jour des exigences européennes en matière de calcul de la performance énergétique.
PRODUCTION D'ENERGIE	
Plan d'action national pour les énergies renouvelables	Amélioration de l'efficacité du réseau électrique afin de réduire les pertes lors de la distribution et de la transmission
INDUSTRIE	
Décret ministériel 21 déc. 2007	Mesures de soutien relatives aux économies d'énergie électrique pour la période 2008-2012 à travers la cogénération et les réseaux de chaleur
Décret législatif 6 nov. 2007	Adoption des standards minimum obligatoires sur les moteurs électriques
Cadre stratégique national	Mise en place de mesures de soutien en collaboration avec les régions
Plan d'action national pour l'efficacité énergétique de juil. 2012 et décret du 5 sept. 2011	Promotion de la cogénération et de la trigénération
PAEE 2012	Extension jusqu'à 2020 du système de certificats blancs pour soutenir les installations de compression mécanique

	à vapeur, d'économie énergétique dans l'industrie chimique et verrière, et les installations de récupération thermiques dans les processus industriels
--	--

F - Les projets de captage et stockage du CO₂

Plusieurs projets de captage et stockage du CO₂ ont été mis en place en Italie. Le plus emblématique d'entre eux est le projet *Porto Tolle* (dans le delta du Po) porté par l'ENEL. Cependant, suite à un arrêt du Conseil d'État italien du 17 mai 2011 annulant le décret approuvant la compatibilité environnementale du projet, l'entreprise ENEL a gelé son budget relatif à la reconversion de *Porto Tolle*.

En l'espèce, le projet consistait à reconvertir la vieille centrale thermoélectrique de *Porto Tolle* alimentée en fioul pour une puissance globale de 1980 MW. L'élément innovant de la part d'ENEL était l'installation des nouvelles technologies disponibles aux fins de capture et de stockage du dioxyde de carbone émis lors de la production d'électricité.

En parallèle, de nombreux projets CSS sont en cours d'élaboration en Sardaigne, notamment celui de *Sulcis*. L'objectif est ici d'utiliser les capacités minières sardes afin d'alimenter de nouvelles centrales, lesquelles seront équipées de système de captation et de stockage de CO₂. Le dioxyde de carbone ainsi capturé serait comprimé et pompé dans les sous-sols, plus précisément dans les aquifères salins à 1 000 mètres de profondeur.

Le ministère du développement économique s'est mobilisé auprès de Bruxelles dans le dessein de cofinancer un tel projet. Pour autant, au jour d'aujourd'hui aucune firme ne semble être en mesure de vouloir (ou pouvoir) faire face au coût d'une telle entreprise.

Enfin, d'autres initiatives locales plus modestes sont également en cours dans le domaine du captage de CO₂. À titre d'exemple, la société ITEA, en collaboration avec ENEL, a testé un procédé d'oxy-combustion au sein de l'installation Isotherm de Gioia del Colle (près de Brindisi).

L'acceptation de la part de la population est variable et dépend des caractéristiques intrinsèques des différents projets. Ainsi, celui de Porto Tolle a fait l'objet d'une vive protestation de la part de diverses associations se mobilisant pour la défense de l'environnement, la centrale se situant au sein du parc naturel du delta du Po. C'est notamment ces mêmes associations qui ont actionnées les procédures de suspension du projet au Conseil d'État.

À l'inverse, le projet Sulcis voit quant à lui vu se mobiliser la population locale en sa faveur, de par l'impact social positif qu'il engendrerait. Il représente effectivement une source d'emploi indéniable au sein d'une région où le secteur minier est en grande difficulté.

Le ministère du développement économique, en collaboration avec l'ENEA finance les initiatives de recherche en matière de CSS via des plans triennaux. Toutefois, le 3^{ème} plan actuellement en cours a vu ses allocations baissées.

Le gouvernement a indiqué dans son document de Stratégie Énergétique Nationale le rôle clé qu'il compte faire jouer à la CSS. Selon celui-ci, les technologies CSS ne sont pas encore viables du point de vue économique et commercial et doivent à ce titre faire l'objet d'investissements lourds et stratégiques. Pourtant, leurs rôles ne doivent pas être minorés du fait que les technologies CSS contribueraient à limiter les émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs qui en rejettent traditionnellement intensément.

III - En conclusion

L'Italie a développé les énergies renouvelables par une politique incitative dès 1995 permettant d'atteindre ses objectifs de part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie grâce à un fort développement de l'énergie hydraulique et dans une moindre mesure de l'éolien et du solaire. En 2010, les sources renouvelables comptaient pour 10 % dans la consommation finale brute d'énergie alors qu'on ne recensait que 5 % en 2005. C'est pourquoi l'Italie semble en passe d'atteindre son objectif en 2020 de 17 % d'énergies renouvelables dans sa consommation finale brute.

Ces progrès se sont toutefois accompagnés d'une augmentation des coûts due au manque de rentabilité du secteur solaire par rapport à d'autres champs plus porteurs. Le système de soutien, basé sur des tarifs de rachat et des certificats verts, a généré en effet une bulle spéculative dans le secteur photovoltaïque, et des surcoûts élevés répercutés sur la facture d'électricité des consommateurs (9 Md€ en 2011, 12,5 Md€ en 2012).

En outre, les changements successifs du système des certificats verts ont créé une forte incertitude parmi les opérateurs. En moins de dix ans, dix normes nationales et trois règlements différents ont modifié le système. Les tarifs de rachat du solaire photovoltaïque, qui restent valables pour une période de 20 ans à compter de la date d'entrée en

fonction de l'installation, ont été revus à la baisse à cinq reprises entre 2006 à 2012. Cette instabilité du cadre politique et réglementaire pèse sur les investissements.

Enfin, bien que l'Italie ait effectué des investissements lourds en termes de mise en place de réseaux intelligents afin d'optimiser sa production, elle souffre toujours d'un manque de déploiement de son réseau global au sein de sa partie méridionale et de ses îles, où le potentiel en énergies renouvelables est pourtant élevé.

Le Royaume-Uni

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC

A - Le plan d'actions

1 - Objectifs

La loi sur le changement climatique adoptée en 2008 (*Climate Change Act 2008*) impose une réduction des émissions de GES de 34 % en 2020 et de 80 % en 2050 par rapport aux niveaux de 1990.

Le *Climate Change Act 2008* a instauré des "budgets carbone", correspondant à des plafonds d'émission de GES par périodes de 5 ans. Ils fixent les émissions maximales de CO₂ des secteurs couverts par le SCEQE et celles des secteurs non couverts par le SCEQE. Ces budgets ont été fixés au fur et à mesure, aux niveaux suivants :

- 3,018 MteqCO₂ pour le premier budget (2008 à 2012)
- 2,782 MteqCO₂ pour le deuxième budget (2013 à 2017)
- 2,544 MteqCO₂ pour le troisième budget (2018 to 2022)
- 1,950 MteqCO₂ pour le quatrième budget (2023 à 2027)

Par ailleurs, le Royaume-Uni vient de se déclarer favorable à un objectif européen de réduction des émissions de GES pour 2030 de 50 % en cas d'accord global et de 40 % unilatéralement.

La directive 2009/28/CE fixe au Royaume-Uni un objectif de 15 % d'énergies renouvelables dans sa consommation d'énergie finale de 2020. Le plan d'action national remis par le Royaume-Uni au titre de l'article 4 de cette directive indique la répartition suivante :

Tableau n° 7 Plan d'action national

Contribution par secteur	Part dans la consommation finale en 2005		Cibles pour 2020	
Chaleur et refroidissement	0,475 Mtep	0,32 %	6,20 Mtep	4,53 %
Électricité	1,506 Mtep	1,03 %	10,06 Mtep	7,36 %
Transport	0,069 Mtep	0,05 %	4,25 Mtep	3,11 %
Total	2,050 Mtep	1,4 %	20,5 Mtep	15 %

Source : DECC, *National Renewable Action Plan for the UK/Article 4 Directive 2009/28/EC*

Pour l'électricité, principale source d'émission de carbone (40 % en 2012), cela imposera une part estimée à 30 % de renouvelables dans le mix électrique en 2020. Les parts des renouvelables dans la production de chaleur et dans les transports seront respectivement de 12 % et de 10 %.

2 - Le pilotage

La question climatique est pilotée par le ministre de l'énergie et du changement climatique (DECC) et le secrétaire d'État au climat. D'autres ministères contribuent également à l'atteinte des objectifs du PEC : ministère des transports, ministère des collectivités et autorités locales, ministère de l'environnement et de l'agriculture, ministère de l'industrie, de l'innovation et des compétences.

Le ministère des finances (HM Treasury) intervient fréquemment sur les sujets énergie/climat, sensibles au Royaume-Uni en raison du défi posé par le renouvellement des capacités auquel le pays est confronté (1/5^e des capacités de production d'électricité doivent fermer d'ici 2020). L'opposition régulière observée entre le DECC et le Treasury contribue à créer un climat d'incertitude pour l'ensemble des investisseurs du secteur énergétique (renouvelables, nucléaire, fossiles dont gaz particulièrement). Ceux-ci déplorent le manque de visibilité de la politique du gouvernement à court, moyen et long termes.

Le gouvernement est conseillé par le comité indépendant au changement climatique (*Committee on Climate Change*, CCC), créé par la loi de 2008. Le CCC établit notamment des rapports de progrès présentés au Parlement sur l'atteinte des objectifs climatiques du pays.

Le Parlement suit le sujet en particulier via le Comité à l'énergie et au changement climatique ; il auditionne le gouvernement et les autres parties prenantes et publie régulièrement des rapports et des recommandations.

Le régulateur des marchés du gaz et de l'électricité (*Office of Gas and Electricity Markets, Ofgem*), est notamment chargé de la gestion des prescriptions aux entreprises relatives à la production d'énergies renouvelables.

3 - Méthodologie de mesure des gains d'efficacité énergétique

Le gouvernement a mis en place au sein du ministre de l'énergie et du changement climatique, en février 2012, un bureau spécialisé dans l'efficacité énergétique, afin de l'aider à atteindre ses objectifs. Ce bureau a publié ses premiers rapports en novembre 2012 : celui concernant les statistiques de l'efficacité énergétique établit une série d'indicateurs de suivi pour les différents secteurs (cf. tableau n°7).

Tableau n° 8 Observations du DECC sur les indicateurs de l'efficacité énergétique

Indicateurs de l'efficacité énergétique	Observations du DECC
1. Consommation finale d'énergie	La politique actuelle devrait permettre 9 % d'économies d'énergie d'ici 2020 et 11 % d'ici 2030, toutes choses égales par ailleurs.
2. Consommation d'énergie primaire	Après une augmentation de 17 % entre 1980 et 2005, celle-ci a chuté, en raison de la récession, des gains d'efficacité et de la désindustrialisation. Son niveau est désormais à 2 % au-dessus du niveau de 1980.
3. Intensité énergétique	Depuis 1980, l'intensité en énergie primaire a baissé de 52 %.
4. Consommation d'énergie par personne	La politique actuelle devrait permettre une réduction de 1 % par an jusqu'en 2020, soit moins que les 2 % observées sur les cinq années précédant la crise.
5.a. Consommation d'énergie par ménage	Celle-ci a augmentée de 21 % entre 1990 et 2004, mais a fortement chuté depuis 2005, le niveau de 2011 étant 5 % en dessous de celui de 1990

5.b. Consommation spécifique des ménages	Après ajustement tenant compte du niveau de service rendu, les ménages ont réduit leur consommation de 2 % en moyenne par an depuis 1990.
6. Performance énergétique des logements	Depuis 1996, l'efficacité énergétique des logements a augmenté de manière à permettre une économie d'énergie théorique de 20 %.
7. Intensité énergétique de l'industrie	Depuis 1980, l'intensité énergétique de l'industrie, obtenue par le ratio énergie consommée/unité produite, a diminué de 54 %.
8. Intensité énergétique du tertiaire	Depuis 1980, l'intensité énergétique du secteur tertiaire, obtenue par le ratio énergie consommée/unité de valeur ajoutée brute, a chuté de 60 %.
9. Efficacité énergétique des véhicules	Depuis 1995, la consommation des véhicules par kilomètre a chuté de 18 %.
10. Efficacité du fret routier	L'énergie consommée par tonne.kilomètre était en baisse avant la récession, mais a augmenté depuis de 10 %.

Le système statistique est fiable à notre connaissance.

B - Résultats atteints par rapport à la trajectoire définie

En 2011, le Royaume-Uni a atteint 3,8 % de renouvelables dans sa consommation finale d'énergie, soit 0,1 point de plus que la trajectoire définie.

C - La consommation énergétique et les émissions de CO₂

Les tableaux ci-dessous indiquent les consommations énergétiques et les émissions des différents secteurs, avec des prévisions du DECC pour 2020 et 2030. Il n'existe en revanche pas d'objectif de réduction fixé par secteur.

**Tableau n° 9 Consommation énergétique par secteur
et prévisions de consommation pour 2020 et 2030**

Consommation finale d'énergie (Mtep)		2008	2009	2010	2011	2012	2020	2030
Industrie	Électricité	10,2	8,9	9,3	9,2	9,3	9,7	11,1
	Gaz	26,9	24,0	24,0	24,8	23,4	22,8	25,7
	Pétrole	6,3	5,8	5,9	5,2	5,5	5,0	4,9
	Combustibles solides	4,0	3,6	3,5	3,6	3,4	3,3	3,2
	Renouvelables	41,6	40,1	39,7	39,2	37,7	36,2	35,2
	Total énergie	32,5	28,4	29,7	29,0	28,8	30,4	29,0
Transport	Électricité	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,6	1,4
	Pétrole/aérien	13,5	12,8	12,3	12,8	12,1	13,0	16,4
	Pétrole/ferroviaire	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
	Pétrole/maritime	1,8	1,6	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6
	Pétrole/routier	41,1	39,6	39,2	38,6	37,0	33,6	32,6
	Bio-fuel	0,8	1,0	1,2	1,1	1,4	2,8	1,4
	Total énergie	58,2	56,0	55,1	55,2	53,1	52,3	54,0
Domestique	Électricité	10,3	10,2	10,2	9,6	8,8	7,5	9,6
	Gaz	30,9	28,6	33,5	25,2	29,4	27,2	30,9
	Pétrole	3,0	3,0	3,4	2,7	2,3	1,0	0,9
	Combustibles solides	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,6	0,8
	Renouvelables	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	1,1	1,0
	Total énergie	45,4	43,0	48,4	38,8	41,9	37,5	43,1
Tertiaire	Électricité	29,7	28,0	28,6	27,7	27,5	26,4	32,1
	Gaz	53,5	47,9	53,7	44,5	48,7	43,9	47,8
	Pétrole	67,4	64,3	63,8	62,6	60,7	55,7	57,6
	Combustibles solides	3,1	2,9	2,9	2,8	2,7	2,4	2,5
	Renouvelables	2,0	2,3	2,5	2,6	3,0	8,8	7,3
	Total énergie	156	145	152	140	143	137	147

Agriculture	Électricité	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Gaz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Pétrole	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Combustibles solides	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Renouvelables	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Total énergie	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

Consommation finale	Électricité	29,4	27,7	28,2	27,3	27,2	26,1	31,8
	Gaz	53,3	47,7	53,6	44,4	48,5	43,7	47,6
	Pétrole	67,1	64,0	63,5	62,3	60,4	55,4	57,3
	Combustibles solides	3,1	2,9	2,9	2,8	2,7	2,4	2,5
	Renouvelables	2,0	2,2	2,4	2,5	2,9	8,7	7,2
	Total énergie	154	144	150	139	142	136	146

Source DECC, 2012 energy and emissions projections

Tableau n° 10 Émissions de carbone par secteurs et prévisions pour 2020 et 2030

Émissions de gaz à effet de serre en millions de tonnes équivalent CO2												
		1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010	2011	2012 (p)	2020	2030
Émissions nettes de CO2	Énergie/ Industrie	259	225	218	231	227	199	205	192	202	155	135
	Tertiaire	126	120	119	109	100	87	87	83	87	17	18
	Transport	120	120	125	129	126	121	119	117	116	113	110
	Résidentiel	79	81	87	84	80	75	87	66	74	66	74
	Agriculture	5	5	5	5	4	4	4	4	4	-	-
	LULUCF	3	2	0	-3	-5	-5	-4	-4	-4	-2	1
	Total CO2	592	554	553	554	531	481	498	459	479	349	337
Autres gaz à effet de serre		181	160	123	103	97	94	94	92	91		
Émissions de GES Kyoto		770	711	675	659	631	577	594	553	572		

Source : DECC

MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT : ROYAUME-UNI

Cour des comptes

La mise en oeuvre par la France du Paquet énergie-climat, annexes – décembre 2013
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

Concernant les émissions de l'agriculture à l'horizon 2020 et 2030, une estimation est donnée pour l'ensemble des gaz à effet de serre (CO₂ inclus) de 45 MteqCO₂ annuels (stable entre 2020 et 2030), contre 50 MteqCO₂ actuellement.

D - L'évaluation de la mise en œuvre du PEC et de son impact économique

Aucun bilan détaillé n'est encore publié. Toutefois, le ministre de l'énergie et du changement climatique a publié le 28 mai 2013 un communiqué dans lequel il se réjouit du « succès du Paquet énergie climat » tout en appelant à en tirer les leçons : manque d'ambition des objectifs de réduction des émissions pour 2020, mise en œuvre coûteuse des objectifs d'énergies renouvelables.

II - Une analyse sectorielle

A - La mise en œuvre du système SCEQE

Part des émissions couvertes par le SCEQE/émissions totales en 2011 : 40 %

1 - Efficacité du système

Le comité parlementaire à l'énergie et au changement climatique estime que, si l'excès de quotas rend le SCEQE peu incitatif, le système a permis aux entreprises d'identifier des efficacités opérationnelles. L'introduction du prix-plancher du carbone au Royaume-Uni pour le secteur électrique, à compter du 1^{er} avril 2013, pourrait influencer significativement les émissions (notamment du fait de la part importante du gaz et du charbon dans le mix électrique (respectivement de 30 % et 40 % en 2012). Le risque d'une fuite de carbone vers les autres pays européens ne disposant pas d'un prix-plancher est jugé réel par le comité.

Dans une étude de 2009, le consultant Cambridge Econometrics a réalisé des prévisions évaluant l'impact de la crise sur les émissions de CO₂ à -2,9 % sur la période 2008/2012. Les chiffres réels observés par la suite semblent toutefois montrer un impact plus important :

- entre 2008 et 2009, les émissions totales de CO₂ ont chuté de 9,4 %, soit bien plus que la baisse annuelle moyenne de 1,5 % observée sur les trois années précédentes ;

- les émissions de CO₂ des entreprises (fourniture d'énergie exclue) ont chuté de 12,2 % entre 2008 et 2009, alors qu'elles diminuaient de 2,5 % par an en moyenne les trois années précédentes.

En 2012, les émissions de CO₂ ont toutefois augmenté de 4,5 %. Bien que le Royaume-Uni ne soit pas sorti de la crise et que l'activité économique ne connaisse pas d'amélioration significative, la hausse des émissions est attribuée à la hausse de la part du charbon dans le mix électrique.

Entre 2007 et 2009, les émissions du transport routier ont baissé de 7,5 %, après plusieurs années de hausse. Le ministère des transports attribue largement la baisse des émissions à celle du volume de trafic induite par la crise économique. La progression des biocarburants y a toutefois également contribué.

Dans une réponse au Parlement publiée en août 2012, le gouvernement a indiqué qu'il avait prévu de publier une évaluation du SCEQE à la fin de la phase II et de fournir cette analyse « au moment propice », sans donner plus de précisions.

Concernant la Phase III, le Royaume-Uni considère que le surplus de quotas et le faible prix du carbone constituent le problème principal du SCEQE et appellent par conséquent à une réforme structurelle du système afin de le rendre plus contraignant et plus incitatif. Un autre problème, moins important, est selon le ministère le délai avec lequel la Commission alloue les quotas, de nature à nuire à certains opérateurs britanniques.

2 - Coût du système SCEQE pour les entreprises et impact sur leur compétitivité

Selon une étude de 2010, le coût administratif du SCEQE sur les entreprises est de 0,07£/tCO₂ (soit une moyenne de 21 000 £ par entreprise, avec une majorité de 80 % payant moins de 15 000 £ et les grandes raffineries et producteurs d'électricité assumant une charge plus élevée). Au total, le coût administratif du SCEQE a été évalué entre 17,1 et 18,8 M£ pour 2009. Les petits émetteurs ont compté pour 20 % du coût administratif total alors qu'ils n'ont émis que 2 % des émissions. 45 % des coûts sont assumés par 8 % des installations classées parmi les plus émettrices représentant 80 % des émissions totales.

Le comité parlementaire à l'énergie et au changement climatique a jugé, en 2012, que l'impact du SCEQE sur la compétitivité des entreprises britanniques a été « *quelques fois exagéré dans le cadre d'un*

lobbying motivé par des intérêts particuliers ». Plus que l'impact du SCEQE sur la compétitivité des entreprises britanniques, c'est le prix-plancher du carbone additionnel imposé unilatéralement par le gouvernement britannique qui est jugé susceptible de défavoriser les entreprises sur le plan européen et international.

Le *Committee on Climate Change* a publié un rapport en avril 2013, "*Reducing the UK's carbon footprint and managing competitiveness risks*", où il estime que les risques de la politique gouvernementale sur la compétitivité des entreprises intensives en énergie est « gérable », et qu'il faut maintenir des objectifs ambitieux de réduction des émissions.

3 - Phase IV

Le Royaume-Uni n'a pas encore de position officielle sur la Phase IV, a indiqué le ministère de l'énergie et du changement climatique fin mai 2013, mais il a commencé à consulter les parties prenantes sur le sujet.

B - Le secteur agricole

1 - Le constat

Le secteur agricole serait responsable de 9 % des émissions totales de GES du Royaume-Uni avec 51 MteqCO₂ émises en 2011 (57 % de N₂O, 34 % de CH₄ et 9 % de CO₂). Toutefois, le ministère en charge de l'agriculture estime qu'en raison de la difficulté à établir ces chiffres, il existe d'importantes incertitudes qu'il évalue ainsi :

- N₂O issu des sols : +249 %, -93 % ;
- N₂O et CH₄ issus de la gestion du fumier : +/- 25 % ;
- CH₄ issu de la fermentation entérique +/-16 %.

Dans un rapport de novembre 2012, le ministère dresse un bilan des efforts réalisés dans le secteur agricole pour réduire les émissions. L'industrie agricole a mis en plan un plan d'action volontaire pour la réduction des émissions de GES, le *Greenhouse Gas Action Plan*, qui vise une réduction de 3 MteqCO₂ pour la période 2018/22 en référence aux émissions de 2007 (soit une réduction d'environ 5,5 %). Le ministère soutient la démarche, et a mis en place avec les gouvernements dévolus d'Ecosse et du Pays-de-Galles, un inventaire des émissions de GES, des programmes de recherche pour l'amélioration des connaissances et la cartographie des pratiques agricoles. Il travaille par ailleurs au développement d'une meilleure compréhension des politiques climatiques

par les agriculteurs. Le ministère consacre un budget de 12,6 M€ à cette action sur quatre ans et demi.

2 - Méthanisation/digestion anaérobie

Avec 82 MW de capacités installées (eaux usées exclues), la digestion anaérobie a contribué à la production de 330 GWh d'électricité renouvelable en 2012, soit 0,8 % de la production d'électricité renouvelable, et moins de 0,1 % de la production totale d'électricité.

En 2011, le gouvernement a publié un plan d'action en faveur de la méthanisation dans lequel il estime que la contribution de la digestion anaérobie à la production électrique pourrait atteindre entre 3 et 5 TWh d'ici 2020. Le document n'est toutefois pas spécifiquement orienté sur la méthanisation agricole. Il existe 110 installations de digestion anaérobie (hors traitement des eaux usées) dont 44 sites agricoles de cogénération et 1 site agricole de production de biométhane injecté dans le réseau.

C - Le secteur du bâtiment

Le *Green Deal* est la mesure phare instaurée par le gouvernement pour améliorer l'efficacité énergétique du parc de bâtiments existants. Son principe clé est que les dépenses de remboursement des prêts souscrits pour financer les travaux peuvent être compensées par les économies réalisées sur les dépenses d'énergie.

Devenu effectif en début 2013, le *Green Deal* permet aux propriétaires d'effectuer des travaux d'efficacité énergétique ainsi que de bénéficier d'un diagnostic préalable réalisé par des professionnels certifiés. Le financement du *Green Deal* peut se faire par un emprunt remboursé via une ligne supplémentaire sur la facture énergétique du logement, ou par un paiement direct au moment des travaux. Il n'existe pas encore d'évaluation de ce dispositif.

Par ailleurs, le gouvernement impose aux entreprises énergétiques des actions contre la précarité énergétique, notamment via des travaux d'isolation dans les logements de leurs clients (programme ECO).

Dans un rapport de mai 2013, le comité parlementaire sur le changement climatique (CCC) s'est étonné de ce que le ministère de l'énergie et du changement climatique ait été « *réticent ou incapable* » de répondre aux questions portant sur ce qu'il attendait précisément du *Green Deal* en termes de réduction de la consommation d'énergie, de coût pour les ménages et d'émissions de CO₂. Le gouvernement s'est en effet jusqu'à présent limité à des attentes très générales :

- potentiel de réduction des émissions de carbone de 4,5 Mt par an d'ici 2020 ;
- estimation du nombre de logements bénéficiant du dispositif *Green Deal* et ECO à 230 000 logements par an.

Des études privées existent sur la rentabilité des investissements. L'association de consommateurs *USwitch* et l'organisation *Energy Saving Trust* fournissent les données suivantes, en faisant différentes hypothèses selon le niveau des subventions :

Home insulation measure	Cost	% saving on fuel bill	Money saved per year	Payback period (years)
<i>Cavity wall insulation (100 % funded by a grant)</i>	£0	19.3 %	£135	0.0
<i>Cavity wall insulation (partly funded by a grant)</i>	£49	19.3 %	£135	0.36
<i>Cavity wall insulation</i>	£350	19.3 %	£135	2.6
<i>Loft insulation (100 % funded by a grant)</i>	£0	25 %	£175	0.0
<i>Loft insulation (partly funded by a grant)</i>	£49	25 %	£175	0.28
<i>Loft insulation (DIY)</i>	£50 to £350	25 %	£175	2.0
<i>Adding extra loft insulation (DIY)</i>	£179	3.6 %	£25	7.2
<i>Floor insulation (DIY)</i>	£50	6 %	£42	1.2
<i>Internal solid wall insulation</i>	£5,500 to £8,500	63.6 %	£445	19

Source : *USwitch*

D - Le secteur des transports

Le secteur des transports contribue à l'amélioration de son efficacité énergétique par le biais de dispositifs d'incitations financières et fiscales principalement :

- Le propriétaire d'un véhicule à moteur doit s'acquitter chaque année de la *Vehicle Excise Duty* d'un montant variable suivant les caractéristiques du véhicule, la date de 1^{ère} immatriculation et/ou son niveau d'émission de CO₂ ; véhicules "verts" et les véhicules hybrides bénéficient d'une réduction ; les véhicules électriques sont exonérés.

- La prime à l'achat d'un véhicule électrique ou hybride (*Plug-in car grant*) peut couvrir jusqu'à 25 % du prix d'achat du véhicule, dans la limite de 5 000 £ par véhicule neuf acheté.
- Les taxes sur le carburant représentent environ 55 % du prix à la pompe TTC de l'essence et du diesel. Le dispositif d'incitation à la consommation de carburants moins polluants (bioéthanol ou gaz) consiste à taxer moins lourdement ces derniers. L'électricité utilisée comme carburant est exonérée.
- TVA à taux zéro pour les transports en commun de passagers (au moins 10 sièges) effectués sur le territoire national. Cette mesure concerne tous les moyens de transport (aérien, fluvial ou maritime, routier, ferroviaire)
- Le gouvernement impose aux fournisseurs de carburants (délivrant plus de 450 000l/an) d'intégrer une part de 5 % (en 2013) de carburants issus de sources renouvelables durables dans leur fourniture de carburant destiné au transport routier (Renewable Transport Fuel Obligation).
- Air passenger duty : Il s'agit d'un droit d'accise payé par l'exploitant aérien et perçu sur les transports aériens de passagers effectués depuis un aéroport britannique. Son tarif est variable selon la distance parcourue et la catégorie de confort du passager.
- Lors de l'année d'acquisition, les entreprises ont pu pratiquer d'avril 2002 à mars 2013 un amortissement égal à 100 % de la valeur d'acquisition d'un véhicule neuf soit électrique, soit ayant des émissions inférieures ou égales à 110 gCO₂/ km.
- Le péage (*Congestion charge*), mis en place en 2003 à Londres, est acquittée lorsqu'un véhicule pénètre dans la zone centrale de Londres, sur une base quotidienne (payable une seule fois par jour). Certains véhicules bénéficient d'une exonération, notamment les véhicules électriques, hybrides ou les véhicules "verts".
- Le gouvernement prévoit jusqu'à 75 % de subvention pour l'installation de points de recharges de véhicules électriques par des particuliers ou des autorités locales.

Selon le comité parlementaire sur le changement climatique (CCC), les émissions issues des transports se sont stabilisées en 2010, après deux années de déclin. Pour 2011, une évaluation préliminaire

suggère que les émissions des transports de surface ont légèrement diminué, portant la baisse des émissions entre 2007 et 2011 à -7 %.

Le CCC note la réalisation d'une bonne progression sur l'intensité carbone des véhicules :

- -4,2 % gCO₂/km pour les voitures neuves de particuliers (de 144,2 à 138,1, l'objectif 2020 étant 95 gCO₂/km)
- -0,5 % pour les camionnettes, soit moins que les -3,1 % annuels visés. Le comité appelle le gouvernement à renforcer les mesures incitatives dans ce domaine (en jouant sur la fiscalité notamment).

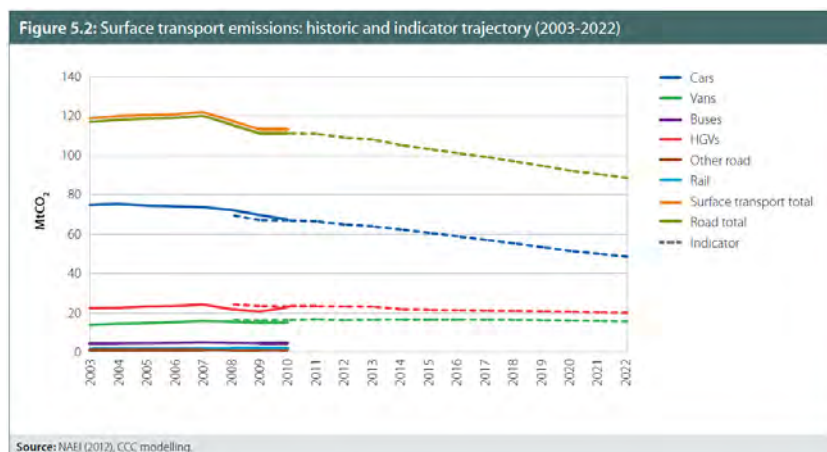


Figure 25. Part des transports dans les émissions (27 %) et trajectoire de réduction des émissions prévues par le CCC jusqu'en 2022

Bien que la vente de véhicules électriques soit faible, le CCC estime que le cadre en place est favorable au développement du marché. L'annonce dans le budget 2012 de la fin de l'exemption des véhicules bas carbone et électriques à partir de 2015 de la taxe sur les véhicules soulève toutefois des critiques. S'agissant des biocarburants, son utilisation est restée constante. Le comité appelle à être vigilant sur la durabilité des sources utilisées.

Concernant les progrès sur le plan comportemental, le bilan est jugé mitigé, avec de bons progrès réalisés sur le déploiement des programmes de transport durable, mais peu de progrès dans la formation à l'éco-conduite. Le fonds local pour le transport durable (*Local Sustainable Transport Fund*, 600 ME) devrait permettre à 77 autorités de promouvoir localement les transports durables d'ici 2015. La modification des vitesses maximales de circulation que le gouvernement

souhaite revoir à la hausse (80 miles/h au lieu de 70), est considérée comme un signal négatif pour les émissions. Le comité appelle à une évaluation étendue des impacts et bénéfices d'un mouvement dans ce sens.

E - Le secteur industriel

Les émissions de l'industrie comptent pour environ 35 % des émissions totales de GES du Royaume-Uni. Les industries à forte intensité énergétique (relevant du SCEQE) représentent environ deux-tiers de ces émissions. Sur les cinq années précédant 2007, les émissions ont baissé de 7 % au total. Puis, elles ont baissé de 5 % en 2008 et de 11 % en 2009.

Selon le comité indépendant au changement climatique, 90 % des méthodes économiquement rentables de réduction des émissions et d'amélioration de l'efficacité énergétique sont déjà mises en œuvre, principalement grâce au SCEQE et aux accords sur le changement climatique CCA (mis en place par le gouvernement pour inciter les entreprises à améliorer leur efficacité énergétique en échange de déduction fiscales).

Des mesures supplémentaires pourraient permettre la réduction de 6 MteqCO₂ jusqu'en 2020.

Le chancelier de l'Echiquier a annoncé le 29 novembre 2011 un paquet de 250 M£ d'aides en faveur des industries électro-intensives. Soumis à l'approbation de la Commission européenne au titre des aides d'État, le dispositif doit entrer en vigueur courant 2013.

F - Les projets de captage et stockage du CO₂

Le projet *Don Valley Power Project/Hatfield* fait partie des six projets de CSC retenus par le programme énergétique pour la relance *European Energy Programme for Recovery*, (180 M€). Cependant, il est exclu du NER300 comme tous les autres projets britanniques car le gouvernement ne participe pas à son financement (condition requise).

Après l'abandon d'un projet pilote de CSC de 1 Md£ sur la centrale à charbon de Longannet (faute d'accord sur le financement entre les porteurs du projet et le gouvernement), le gouvernement a lancé un nouvel appel à projets en 2012 et annoncé en mars 2013 avoir retenu les deux projets de Peterhead en Ecosse et White Rose dans le Yorkshire.

Le projet de Peterhead vise le captage de 90 % du CO₂ rejeté par la centrale à gaz de Peterhead, le transport et le stockage en mer du Nord,

dans un champ gazier arrivant en fin d'exploitation. Le projet est mené par Shell et SSE.

Le projet de White Rose vise le captage du CO₂ issu de la plus importante centrale à charbon du pays située à Drax, le transport et le stockage dans un aquifère d'eau saline située en dessous de la mer du Nord. Le projet est mené par Alstom, Drax Power, BOC et le gestionnaire du réseau National Grid.

Le gouvernement s'est donné 18 mois pour négocier un accord avec les développeurs sur les études d'ingénierie et de conception. Une décision finale d'investissement pour les deux projets est attendue début 2015, pour des projets devenant opérationnels avant 2020.

On ne relève pas à ce stade de problème d'acceptabilité pour le CSC.

Le projet de loi sur l'énergie (*Energy Bill 2012*), en cours d'examen au Parlement, prévoit d'introduire un plafond aux émissions des nouvelles centrales électriques à 450 gCO₂/MWh, qui interdira la construction de nouvelles centrales à charbon sans CSC.

Dans une feuille de route publiée en avril 2012, le ministère de l'énergie et du changement climatique estime que le CSC pourrait représenter un marché compris entre 3 et 6 Md£ pour les entreprises britanniques à la fin de la prochaine décennie. Outre le financement apporté aux projets décrits ci-dessus, le gouvernement a pour objectif de rendre le CCS utilisable à l'échelle commerciale dans les années 2020, notamment grâce au financement de la recherche (125 M£ sur 4 ans), aux modifications réglementaires (telles que la limitation des émissions des centrales électriques), au soutien à la chaîne d'approvisionnement et à la collaboration internationale.

III - En conclusion : une politique énergétique à l'opposé de l'Allemagne, un échec sur le logement

A - Une politique énergétique encore centrée sur les fossiles

Le Royaume Uni a mis en place une politique de développement des énergies renouvelables à compter de 2002 qui a reposé sur des certificats verts, le dispositif principal, et des tarifs garantis pour les installations photovoltaïques de petite taille. La politique a cependant été

peu incitative. En effet, la production d'énergie renouvelable a peu augmenté.

Selon les prévisions du ministère de l'énergie, les énergies fossiles continueront d'occuper une part importante du mix britannique.

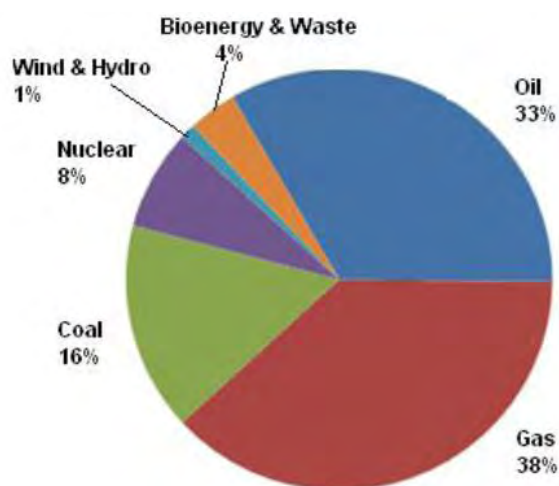


Figure 26. Consommation d'énergie primaire par nature (Source : UK energy in brief 2012)

Malgré le scénario prévu en 2020 favorable au développement massif des énergies renouvelables, la part du gaz continuera de représenter 35 % du mix électrique en 2020 et celle du charbon 15 %. L'atteinte des objectifs de 2020 implique une augmentation importante de la production d'énergie renouvelable et nécessite la mise en place d'une politique incitative de développement en particulier dans le secteur éolien.

Les coûts des dispositifs pour le développement des EnR sont répercutés sur la facture énergétique des clients. Mais le régulateur britannique estime que le coût des certificats verts sur la facture annuelle d'électricité des consommateurs s'élève à 21 £, soit moins de 2 % du montant moyen de la facture énergétique estimé à 1200£, et celui des tarifs de rachat à moins d'une livre. Les prix de l'électricité à usage domestique et industriel en 2011 sont inférieurs à ceux de la moyenne des pays de l'Union Européenne.

Mais un certain nombre d'interrogations demeurent en suspens dans la mise en œuvre du PEC. La baisse des émissions observées depuis 2007 est largement imputable à la crise économique, et non aux seules mesures décrites ci-dessus. Par ailleurs, la part du charbon au sein du mix

électrique a largement augmenté en 2012, pour atteindre 40 % contre 30 % en 2011, conséquence indirecte de l'explosion des gaz non conventionnels aux États-Unis.

B - Une politique nucléaire volontariste

En opposition avec la politique allemande, le Royaume-Uni persiste dans le nucléaire et vient le 19 mars dernier de donner son accord pour la construction d'une nouvelle centrale (la première depuis 1995), équipée d'un réacteur EPR, à Hinkley Point C, dans le Somerset.

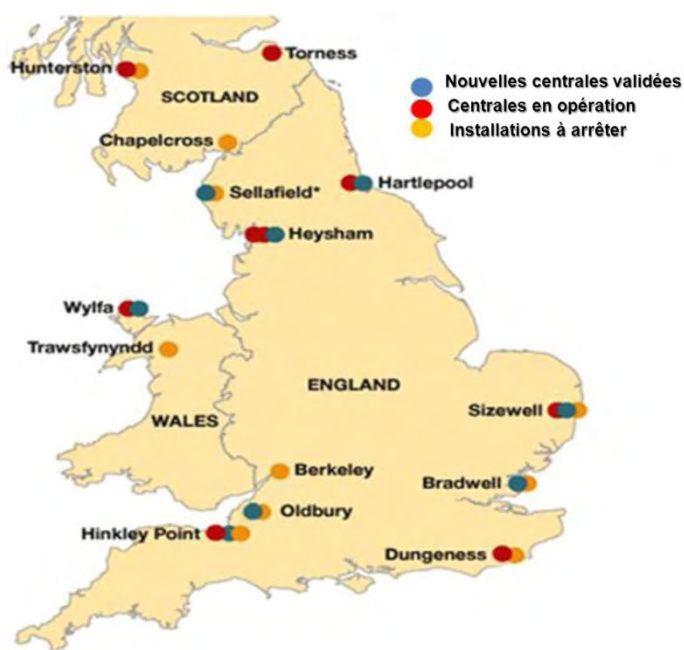


Figure 27. Sites des centrales nucléaires en activité ou dont la construction est programmée (Source : UK Annual Energy Statement 2012)

Cette nouvelle installation, décidée par le gouvernement britannique avec l'accord de la Chambre des Communes, a été confiée à EDF Energy, filiale anglaise du groupe EDF.

Enfin, plusieurs mesures importantes de la réforme du marché de l'électricité, et en particulier le niveau des tarifs de rachat des contrats pour la différence, restent à déterminer. Le gouvernement a annoncé qu'il fournirait des éléments détaillés cet été. D'importantes incertitudes continuent d'entourer la politique énergétique du pays.

C - Un plan en échec pour l'isolation des logements

Le Royaume-Uni reste l'un des pays où les bâtiments sont les moins bien isolés du nord de l'Europe et les ménages continuent de consacrer trois quart de leurs dépenses énergétiques au chauffage, reposant à plus de 80 % sur le gaz.

Aussi, le gouvernement a-t-il mis en place en janvier un astucieux programme d'aide à l'isolation : le « *Green Deal* ». Celui-ci permet de faire réaliser les travaux sans les payer, en proposant un prêt qui est remboursé par un prélèvement, correspondant aux économies d'énergie réalisées, sur les factures d'électricité et de gaz. Le programme n'est pour l'instant que très peu utilisé car outre les problèmes informatiques des fournisseurs d'électricité, s'ajoute le taux d'intérêt très élevé de 7 % des prêts. Certains évoquent un ralentissement des travaux, en raison de l'incertitude pesant sur le programme, qui encourage l'attentisme. C'est pourquoi, il apparaît qu'un système de subventions parallèlement mis en place lui est pour l'instant préféré, mais ne permettra pas de remplir les objectifs.

La Suède

I - Cadre général de mise en œuvre du PEC

A - Le plan d'actions

1 - Objectifs

Les objectifs climatiques d'ici 2020 fixés par les lois « Energie et Climat » de juin 2009, sont :

- une part d'énergie renouvelable de 50 %, par rapport au niveau de 39,8 % en 2005, légèrement au-delà de l'objectif fixé par le PEC de 49 % :
 - 10 % d'énergie renouvelable dans le secteur des transports ;
 - la disparition des combustibles fossiles dans le secteur du chauffage en 2020, grâce notamment à l'utilisation accrue des biocombustibles ;
 - une production de 30 TWh d'énergie éolienne, dont 10 TWh offshore (en 2002 0,5 TWh et 7,1 TWh en 2012) ;
- une hausse de 20 % de l'efficacité énergétique avec comme objectif une baisse annuelle de l'intensité énergétique de 1 % jusqu'en 2016 puis de 1,7 % jusqu'à 2020;
- une réduction de 40 % des émissions de GES dans le secteur hors- SCEQE par rapport au niveau de 1990 (dont les 2/3 au moins doivent réalisés en Suède et 1/3 au maximum peuvent l'être au travers d'investissements dans d'autres pays de l'UE), objectif plus ambitieux que les 17 % de réduction d'émissions par rapport au niveau de 2005 fixé par le PEC.

La Suède souhaite se doter par le biais de cet objectif de l'empreinte carbonique par habitant la plus faible des pays membres de l'UE d'ici 2020.

2 - Pilotage

Quatre ministères et deux agences gouvernementales sont chargés du pilotage du PEC : ministère de l'environnement, ministère de l'industrie, de l'énergie et des communications, ministère des finances,

ministère de l'agriculture, agence suédoise de l'énergie, agence de protection de l'environnement.

La mise en œuvre du PEC est surtout gérée par les deux agences, qui sont en charge des questions climatiques. Les problématiques énergétiques (énergie renouvelable et efficacité énergétique) sont du ressort de l'Agence de l'énergie. Le pilotage sectoriel du PEC est réalisé au travers des agences dédiées à ces secteurs : *Boverket* (bâtiments), *Skogsvårdsstyrelsen* (forêt), *Jordbruksverket* (agriculture).

3 - Méthodologie de mesure des gains d'efficacité énergétique

Le gouvernement a chargé 26 autorités publiques de collecter des données dans de nombreux domaines. Depuis 1998, l'agence suédoise de l'énergie est la responsable de la collecte statistique dans le domaine de l'énergie et elle détermine les enquêtes à mener. Il y a trois domaines statistiques dans le secteur énergétique : l'équilibre énergétique, le développement des prix, et l'offre et l'utilisation d'énergie. Comme précisé précédemment, les questions climatiques sont traitées par l'Agence de Protection de l'Environnement.

Les politiques suédoises d'efficacité énergétique reposent sur les taxes carbone et énergie et sur des instruments spécifiques à chaque secteur. Les effets de ces taxes en termes de réduction de la consommation énergétique n'ont jamais été mesurés jusqu'ici. En réponse à la directive sur l'efficacité énergétique, des mesures ont commencé à émerger, mais le choix de la méthodologie à mettre en place reste à déterminer. Peu de études ont été menées sur ce sujet. Les instruments dirigés vers des acteurs particuliers (municipalités, industrie, logement etc...) n'ont pas été véritablement analysés en termes d'économies d'énergie en kWh. Le rapport investissements financiers / résultats des mesures mises en place a été quant à lui régulièrement suivi.

Le second plan d'action de la Suède pour l'efficacité énergétique, adopté en 2011, présente les méthodes de calcul utilisées pour évaluer les gains d'efficacité énergétique. Autant que possible, ce sont les méthodes de calcul recommandées par la Commission qui ont été adoptées. Plusieurs sources d'incertitudes sont présentées dans le plan d'action, et concernent les hypothèses de calculs.

B - La consommation énergétique

En 2011, la Suède a consommé 386 TWh d'énergie. En 2011, le rapport de la consommation énergétique primaire au PIB était de 0,165 kWh/mnkr. La Suède a comme objectif 0,147 kWh/mnkr en 2020. Elle

devrait être en mesure d'atteindre et même de dépasser son objectif d'intensité énergétique pour 2016.

En raison de son fort secteur manufacturier l'économie suédoise reste une économie intensive en énergie, ce qui se répercute par une haute consommation d'électricité par habitant. Les émissions suédoises de CO₂ liées à l'énergie proviennent des transports (pétrole) et de l'industrie (charbon) : 59 % de l'offre pétrolière est utilisé par les transports et 23 % par l'industrie.

L'énergie utilisée dans les secteurs résidentiel et tertiaire s'élève à 147 TWh en 2011, soit 40 % de la consommation énergétique finale de la Suède. La consommation de ce secteur a chuté depuis 2000 (exception faite de l'année 2010 qui a connu des conditions climatiques particulièrement rudes).

En 2010, la consommation énergétique du secteur industriel s'élève à 148 TWh, soit 37 % de l'énergie totale consommée par la Suède. La consommation énergétique des industries diminue depuis 1997, et la consommation en 2010 est 12% inférieure à celle de 2009. Les principales sources d'énergie de l'industrie sont les biocarburants et l'électricité. 75% de l'énergie totale consommée par le secteur industriel provient des industries métallurgiques, papetières et chimiques.

Le secteur des transports consomme 123 TWh, soit environ 1/3 de l'énergie totale consommée par la Suède. L'énergie consommée par le secteur a augmenté depuis 1970, mais cette progression a ralenti ces dernières années. L'énergie utilisée pour le transport à l'étranger par exemple a fortement chuté. À l'inverse, le secteur de l'aviation voit son utilisation d'énergie augmenter.

En 2011, le secteur agricole a consommé 10,9 TWh, soit 2,8% de l'énergie totale consommée en Suède.

C - Les émissions de gaz à effet de serre

Les émissions de GES s'élevaient à 58,3 MteqCO₂ en 2012, soit 5% de moins qu'en 2011 et 20 % de moins qu'en 1990. Le CO₂ est le principal gaz émis : 79 % des émissions totales de GES en 2011. Cette diminution va largement au-delà des objectifs de Kyoto : + 4% sur la période 2008-2012 par rapport à 1990. En tenant compte des puits forestiers (LULUCF), la Suède n'a émis que 26,2 MteqCO₂ en 2011 et vise la neutralité carbone en 2050.

Depuis 1998, la tendance est à la baisse des émissions de GES en Suède (à l'exception de 2010). Les variations annuelles d'émissions sont

dues en majeure partie aux variations de température et de précipitation, ainsi qu'à la situation économique.

En 2009, les émissions ont été les plus basses depuis 1990 en raison de la crise économique. À l'inverse les émissions de 2010 sont très élevées s'expliquant par un hiver froid, une production nucléaire limitée ainsi que par la reprise économique.

Les réductions d'émissions de GES les plus importantes, en absolu, proviennent de la transition vers les biocombustibles dans le secteur du chauffage. En ce qui concerne la production d'électricité et les émissions de chaleur, il n'y a pas de tendance nette qui se distingue entre 1990 et 2011.

Tableau n° 11 Emissions de GES par type de gaz entre 1990 et 2011 (en MteqCO₂)

		1990	2011	Tendances
CO ₂		56,9	48,7	- 14 %
CH ₄		6,9	4,9	- 28 %
N ₂ O		8,37	6,6	- 20%
Gaz fluorés	HFCs	0,004	0,8	+ 116%
	PFCs	0,377	0,183	
	SF ₆	0,107	0,06	
Total (excl LULUCF)		72,7	61,4	- 16 %

Source: Agence suédoise de protection de l'environnement, National Inventory Report 2013

Le secteur des transports émet à lui seul un tiers des émissions totales de GES (22,7 MeqCO₂ en 2012), et le niveau d'émission est proche du niveau de 1990. Les voitures et les véhicules lourds sont les principaux émetteurs.

La diminution des émissions issues du transport maritime est l'une des 13 étapes du programme pour atteindre les objectifs climatiques présenté par le gouvernement en avril 2012. Il vise à limiter les émissions de dioxyde de soufre, de protoxyde d'azote et de particules d'ici 2016 pour la mer Baltique et la mer du Nord.

Ce secteur représente le principal défi environnemental pour la Suède dans les années à venir, car le potentiel de gain énergétique et de baisse des émissions de GES est encore grand.

Les émissions provenant de l'agriculture sont estimées à 7,6 MteqCO₂ en 2012, soit 2 % de moins qu'en 2011 et 16 % de moins qu'en 1990. Le principal gaz émis par le secteur agricole est l'oxyde nitreux, issu de la fertilisation azotée des terres arables. Les émissions provenant des déchets sont estimées à 1,5 MteqCO₂ en 2012, soit 9 % de moins qu'en 2011 et 54 % de moins qu'en 1990.

Les émissions de GES issues de l'agriculture et des déchets connaissent une forte baisse depuis 1990, qui s'explique par la diminution du cheptel suédois, de moindres applications de fertilisant azotés sur les terres agricoles et la réduction de la mise en décharge des déchets organiques.

Les émissions provenant de l'industrie s'élèvent à 13 MteqCO₂ en 2012 (dont 6 Mt provenant des procédés industriels et 7 Mt provenant de la production d'énergie), soit 8 % de moins qu'en 2011 et 22 % de moins qu'en 1990. Les émissions provenant des industries métallurgiques, papetières et chimiques ont diminué de manière significative en raison de la faiblesse de l'économie. Une petite partie de la réduction des émissions est due à un changement de méthodologie pour les estimations d'émissions provenant des procédés industriels - l'ancienne méthode surestimait légèrement les émissions. La réduction réelle entre 2011 et 2012 est légèrement inférieure aux chiffres préliminaires. Les données sur la période 1990-2011 seront révisées à la publication régulière en décembre 2013.

D - Energies renouvelables

En 2011, les énergies renouvelables représentaient 35 % de l'énergie primaire consommée en Suède (+ 28 % par rapport à 2006), et 48 % de la consommation finale. La biomasse et l'hydroélectricité sont les sources renouvelables principales, et l'éolien est en forte progression (notamment on shore). Entre 2006 et 2011, le nombre d'éoliennes a augmenté de 88 % et la capacité et la production de 250 %. La Suède était dotée en 2011 de 2 036 éoliennes, fournissant 6,1 TWh. Le développement des biocarburants est également un facteur important dans la progression de la part d'énergie renouvelable.

Dans la production de chaleur, la part d'énergie renouvelable s'élevait à 65 % en 2010 et à 56 % pour la production d'électricité. L'offre d'électricité suédoise est aujourd'hui presque totalement exempte

d'émission de carbone, et le pays a une part très faible de combustibles fossiles dans son mix énergétique grâce, entre autres, à une forte taxation sur l'énergie et le carbone dans les secteurs hors EU-ETS. Les industries intensives en énergie sont peu consommatrices d'énergie fossile car elles consomment principalement de l'électricité ou des biocarburants. Le chauffage urbain est lui aussi essentiellement basé sur les biocarburants.

Selon l'Agence suédoise de l'énergie, la Suède a atteint la part exceptionnelle de 11,8% d'énergie renouvelable dans le secteur des transports en 2012. Les 10% d'énergie renouvelable visés pour 2020 sont donc déjà atteints, et ce grâce à la promotion de véhicules économes et moins polluants, à l'utilisation de biocarburants au travers d'incitations fiscales (allègements fiscaux) et de fortes activités de R&D.

En 2010, la Suède a soumis à l'UE un plan d'action pour présenter les mesures nationales envisagées afin d'atteindre l'objectif de 49 % d'énergie renouvelable en 2020. Ce plan va être évalué en 2014. Selon des estimations préliminaires, la Suède aurait atteint une part d'énergie renouvelable de 51 % en 2012, bénéficiant notamment d'une forte production hydroélectrique au cours de l'année écoulée.

E - Objectifs au-delà de 2020

Des objectifs ambitieux ont été fixés par la Suède à plus long terme :

- La vision d'un parc de véhicules ne dépendant pas des carburants fossiles en 2030 ;
- La neutralité carbone (zéro émission nette de GES) et un approvisionnement énergétique durable et efficace en 2050. En décembre 2012, l'Agence de protection de l'environnement et l'Agence de l'énergie ont présenté au gouvernement une proposition de feuille de route climat pour 2050 (*The Climate Roadmap 2050*). Le rapport conclut que les objectifs de neutralité carbone en 2050 peuvent être atteints grâce à :
 - une réduction significative des émissions domestiques (mesure à long terme la plus importante) ;
 - une augmentation du captage net du carbone par les forêts et les prairies ;
 - des achats de quotas d'émission sur le marché international.

Ce plan doit être adopté au cours de l'année 2013 ;

MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT : SUEDE

Cour des comptes

La mise en oeuvre par la France du Paquet énergie-climat, annexes – décembre 2013
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

- Le développement d'un troisième pilier dans l'offre d'électricité, distincte de l'hydroélectricité et du nucléaire. Ce pilier vise à favoriser les énergies renouvelables ainsi que la cogénération, afin de sécuriser l'offre électrique suédoise.

F - L'évaluation de la mise en œuvre du PEC et de son impact économique

Aucun bilan du PEC n'est régulièrement dressé. Les objectifs nationaux (plus ambitieux que le PEC) sont évalués régulièrement et la prochaine évaluation aura lieu en 2015.

Selon l'Agence de l'énergie, il n'existe pas d'évaluation du prix du PEC, ni des conséquences de la mise en œuvre du PEC sur l'économie, sur le commerce extérieur, sur la facture énergétique et sur l'emploi.

II - Une analyse sectorielle

A - La mise en œuvre du système ETS

Entre 2005 et 2011, la part des émissions totales représentée par les installations couvertes par le système communautaire d'échange de quotas (SCEQE) est comprise entre 29 et 35 %, avec une moyenne de 32 %.

Les émissions de CO₂ provenant des industries suédoises et des énergéticiens couvertes par le SCEQE ont diminué en 2012 par rapport à 2011. Les émissions déclarées pour 2012 s'élèvent à 18,16 Mt CO₂ (soit - 8,5 % par rapport à 2011), ce qui représente 31 % des émissions totales.

1 - Efficacité du système

Il n'existe pas d'évaluation officielle sur les conclusions de la phase II du système communautaire d'échange de quotas (SCEQE). La Suède se déclare en faveur du SCEQE, mais retient que la chute des prix du carbone en 2012 a réduit le pouvoir du SCEQE, et particulièrement la capacité à stimuler les investissements à long-terme. En effet, le prix du CO₂ est jugé trop faible pour stimuler les investissements technologiques dans des méthodes plus économes en carbone.

La Suède estime donc que la situation actuelle n'est pas optimale. Le système communautaire d'échange de quotas (SCEQE) n'est pas en mesure de générer les signaux-prix nécessaires afin de stimuler l'investissement urgent dans les systèmes sobres en carbone. En effet,

l'offre de quotas dépasse sensiblement la demande, ce qui conduit à un prix très faible du carbone. Une telle situation menace aussi la crédibilité des marchés du carbone en tant que moyen le plus souple et le plus rentable pour réduire les émissions. Le gouvernement suédois soutient donc le gel des quotas proposé par la Commission.

La Suède n'a pas évalué la part de la baisse des émissions revenant au SCEQE et celle qui revient à la crise. L'agence suédoise de protection de l'environnement a cependant publié le graphe des émissions de CO₂ dans le secteur SCEQE et hors secteur. Sur la période 2008-2011, les émissions ont diminué respectivement de - 1 % et de - 3,6 %. Les émissions diminuent donc plus lentement dans le secteur SCEQE. Le prix du carbone ne semble donc pas être véritablement impactant sur le comportement de l'industrie en période de crise économique.

2 - Coût du SCEQE pour les entreprises

Le SCEQE a des effets indirects sur l'économie, en particulier sur le prix de l'électricité. Selon la Confédération des Entreprises Suédoises, la préoccupation majeure des entreprises suédoises s'agissant du SCEQE est l'augmentation des tarifs de l'électricité.

Il existe une relation nette entre le prix des quotas d'émission et le prix de l'électricité. Sur le marché nordique de l'électricité, des études empiriques montrent qu'une augmentation de 1€/tCO₂ se répercute sur le prix de l'électricité à hauteur de + 0,7-0,8 €/MWh en raison du principe de préséance (*merit order*). Pour les industries électro-intensives, évoluant sur un marché global, ces effets indirects sont de même importance que les effets directs du SCEQE, en particulier en temps de ralentissement économique. Le SCEQE en l'état actuel n'est pas jugé comme particulièrement coûteux pour les entreprises suédoises, mais une réduction des quotas se répercutant par la hausse du prix du carbone et a fortiori par la hausse du prix de l'électricité serait clairement un handicap en termes de compétitivité pour la Suède.

La Confédération des Entreprises Suédoises s'oppose fermement à toutes les propositions visant à augmenter le prix du carbone via une intervention sur le marché du carbone d'ici 2020.

3 - Phase IV

La Suède est en faveur d'une phase IV du SCEQE. Elle a déjà recours à l'outil taxe carbone pour le secteur hors EU-ETS. La complémentarité des deux outils (quota carbone et taxe carbone) est un atout qu'elle souhaite conserver dans le futur.

B - Le secteur agricole

En 2011, le protoxyde d'azote est le principal GES émis par le secteur agricole (63 % des émissions totales), suivi par le méthane (37 %). L'agriculture est le plus grand émetteur de méthane et de protoxyde d'azote. Ces gaz sont issus principalement des activités d'élevage, et particulièrement d'élevage bovin : fermentation entérique, gestion du fumier (source principale d'émissions de protoxyde d'azote) et travail du sol (épandage de fertilisants).

Les émissions de méthane issues de la fermentation entérique ont diminué de 12 % sur la période 1990-2011, en raison principalement de la réduction du cheptel bovin suédois (de 12 %). Les émissions de protoxyde d'azote ont également diminué de 12 % depuis 1990 en raison d'une utilisation moins importante des fertilisants minéraux et des fertilisants de ferme (fumier, lisier et purin).

Tableau n° 12 Emissions de GES du secteur agricole par type de gaz

(MtegCO ₂)	1990	2011
Protoxyde d'azote	5,8	4,9
Méthane	3,2	2,9
Total	9,0	7,8

Source: Report for Sweden on assessment of projected progress 2013

Le Programme de développement rural 2007-2013 soutient le développement des zones rurales, le progrès environnemental et la compétitivité de l'agriculture, de l'industrie forestière, et de l'horticulture. Dans le cadre de ce programme, le gouvernement suédois a mis en place une subvention à l'investissement pour la production de biogaz agricole, pour un total de 200 MSEK sur la période 2009-2013. Une subvention à l'investissement est attribuée lors de la mise en place de cultures à des fins non alimentaires, à vocation énergétique, permettant de réduire les émissions de GES dans les autres secteurs. Le gouvernement soutient également la conversion des serres maraîchères et agricoles.

Soutenu par l'Agence suédoise de l'énergie à hauteur de 25 M€, le projet *Gothenburg Biomass Gasification*, porté par les entreprises Göteborg Energi et E.ON, est le premier projet de production de ce type au monde et produira 20 MW de biogaz à partir de biomasse-bois en 2013, puis 80-100 MW d'une seconde unité en 2015. Le coût total du projet est estimé à 170 M€. Le biogaz sera injecté dans le réseau de gaz naturel ou utilisé pour les véhicules.

En 2010, on comptait 14 centrales de production de biogaz agricole, produisant 16 GWh par an. Le nombre est en augmentation. Souvent ces centrales regroupent plusieurs fermes. Une des difficultés dans la mise en place de ces centrales est la distance entre les fermes qui complexifie l'installation de centrales communes.

Un nouveau programme rural va être mis en place pour la période 2014-2020.

En 2011, une taxe sur l'énergie de 30% (soit 0,021 SEK/kWh) est entrée en vigueur pour l'industrie forestière, l'agriculture, la pêche, ainsi que l'industrie hors secteur EU-ETS. Depuis le 1^{er} janvier 2011, le combustible utilisé pour le chauffage dans l'agriculture et l'horticulture n'est soumis qu'à 30 % du taux normal de la taxe carbone (ce taux augmentera à 60 % au 1^{er} janvier 2015) et au taux minimal imposé par l'UE pour la taxe énergie. Concernant la taxe sur l'électricité, le secteur agricole est soumis au taux minimal imposé par l'UE, c'est-à-dire 5,4 cts€/MWh.

Le diesel utilisé dans les machines agricoles et horticoles est soumis au taux général de la taxe énergie, mais bénéficie d'un remboursement partiel de la taxe carbone, remboursement qui diminue progressivement jusqu'au 1^{er} janvier 2015.

En parallèle de la diminution du remboursement de la taxe carbone, la taxe sur l'azote mise en place en 1984 a été retirée en 2010 dans le but de soutenir la compétitivité de l'agriculture suédoise.

La méthanisation agricole est à ses débuts en Suède. Cependant, le monde agricole y porte de plus en plus d'intérêt.

C - Le secteur du bâtiment

Les immeubles et le secteur résidentiel représentent actuellement 40 % de la consommation d'énergie en Suède. Le grand défi pour la Suède réside dans la rénovation énergétique d'un parc d'un million d'appartements construit entre 1965 et 1975. Les maîtres d'œuvre peuvent, dans certains cas, avoir recours à une aide régionale, mais il n'existe plus d'aide nationale à la rénovation énergétique sur les bâtiments existants.

Actuellement il n'existe pas de plan national de rénovation énergétique en Suède. Le gouvernement a chargé les Agences Suédoises de l'Energie et de l'Habitat d'élaborer conjointement une stratégie nationale pour la rénovation énergétique des bâtiments. La stratégie

concernera les immeubles résidentiels et commerciaux, à la fois publics et privés. Ce rapport sera présenté le 1^{er} novembre 2013.

Depuis le 1^{er} janvier 2012, les exigences énergétiques dans le code de la construction et de l'habitation se sont renforcées. Désormais, l'ensemble des systèmes de chauffage des bâtiments est concerné, et non uniquement le chauffage électrique. Les exigences en termes de consommation énergétique spécifique (kWh par m² par an) et d'isolation thermique moyenne des nouvelles constructions sont environ 20 % plus strictes. Malgré un climat continental froid, les normes élevées en matière de consommation énergétique dans les bâtiments neufs (110 kWh/m² pour le résidentiel dans la moitié sud du pays, 100 kWh/m² pour le tertiaire) permettent de limiter la consommation énergétique. Une réflexion sur l'application de ces exigences énergétiques aux bâtiments en rénovation est en cours.

Les bâtiments doivent faire l'objet d'une déclaration énergétique. Pour les immeubles, les déclarations ont été faites avant la fin de 2008 ; pour les autres bâtiments elles ont débuté le 1^{er} janvier 2009. Ces déclarations ont comme objectif de fournir des recommandations à mettre en place pour améliorer la performance énergétique du bâtiment.

La plupart des subventions pour l'éco-construction ont été supprimées (pour les fenêtres à faible conductivité thermique en 2009, pour les raccordements au réseau de chauffage urbain ou les pompes à chaleur et les chaudières à biocombustible en 2011 et pour les panneaux solaires thermiques en 2012). Seule la subvention à la pose de panneaux solaires photovoltaïques, couvrant 60 % du coût d'investissement, est prolongée en 2013.

Le système suédois de reconnaissance de qualité dans le secteur du bâtiment s'appuie essentiellement sur des signes de qualité imposés réglementairement, délivrés par des organismes tierce partie indépendants. La qualité des travaux est assurée par l'obligation, pour le maître d'ouvrage, d'avoir recours à un contrôleur de qualité certifié pour les travaux nécessitant un permis de construire. Depuis le 1^{er} janvier 2011, le maître d'ouvrage (ou le maître d'œuvre dans certains cas) doit, par ailleurs, s'assurer que les travaux sont menés par un entrepreneur certifié, et ce afin de respecter les normes suédoises sur l'environnement de travail. L'installation de pompes à chaleur et le traitement de l'amiante nécessitent également des certifications réglementaires, qui sont également gages de la qualité des travaux entrepris.

L'offre suédoise en matière de signes de qualité volontaires délivrés par des organismes tierce partie indépendants, est relativement

faible. L'appartenance à une fédération professionnelle, complétée par les standards ISO, est généralement perçue par le consommateur suédois comme un critère de qualité suffisant. Les fédérations professionnelles suédoises développent, toutefois, avec des organismes indépendants, des signes de qualité reconnus (installateurs de pompes à chaleur européen, de maisons passives et de systèmes économes en énergie, etc.). Une association à but non lucratif a été créée par les industries du bâtiment pour promouvoir les labels de qualité dans le bâtiment.

D - Le secteur des transports

1 - Les émissions

Tableau n° 13 Emissions de GES par type de transport en 1990 et 2011

(en MteqCO ₂)	1990	2011
Transports routiers	17,6	18,6
Aviation civile	0,7	0,5
Navigation	0,6	0,5
Ferroviaire	0,1	0,07
Autres	0,3	0,3
Total	19,3	20

Source : Report for Sweden on assessment of projected progress 2013

Les émissions dans le secteur des transports représentent un tiers des émissions totales de GES (20 MteqCO₂) et ont augmenté en 2011 par rapport au niveau de 1990 (+ 3,6 %). Depuis 2005, la tendance est à la baisse (- 6,6 % en 2011 par rapport à 2007). Les émissions proviennent majoritairement des voitures et des véhicules lourds. Les émissions des voitures ont diminué de 9,4 % entre 1990 et 2011, bien que le trafic ait augmenté. Cela s'explique par la meilleure efficacité énergétique des voitures et une utilisation plus importante de biocarburants. Cette diminution est contrebalancée par une forte augmentation des émissions des véhicules lourds entre 1990 et 2011 (+ 44,3 %).

2 - Développement des biocarburants de 2nde génération et des véhicules verts en Suède

Pionnière sur la filière des biocarburants de 2nde génération issus de la biomasse-bois, la Suède a fortement renforcé sa production de bioDME (diméthyl-éther), de biodiesel et de biogaz. En janvier 2011, la Commission européenne a validé une subvention de 55 M€ pour la production de bioDME à partir de résidus de l'industrie papetière. D'un

coût total de 330 M€, la bioraffinerie soutenue par les entreprises Chemrec, Domsjö et Volvo Trucks, produira 100 000 t/an et la construction a été lancée en 2012. Un projet-pilote de Chemrec produit déjà actuellement 1 700 t/an de bioDME à Piteå.

En 2012, les véhicules “propres” (nouveaux véhicules électriques ou roulant au carburant renouvelable, ainsi que les véhicules neufs émettant moins de 120g CO₂/km) représentaient 45,4 % des nouvelles immatriculations suédoises et leur part dans le parc des véhicules particuliers en circulation dépasse désormais 10 %. Ce succès repose principalement sur les ventes records de véhicules diesel émettant moins de 120 gCO₂/km (25% des nouvelles immatriculations) et sur les nombreuses incitations économiques mises en place par le gouvernement de centre-droit depuis 2006 (la prime à l’achat de 1 100 € puis l’exemption de la taxe annuelle sur les véhicules durant les 5 premières années, les réductions fiscales pour les entreprises, l’exemption du péage urbain de Stockholm, etc.).

3 - Subvention à l’achat pour les véhicules verts émettant moins de 50g de CO₂

Depuis le 1^{er} janvier 2012, une subvention d’un montant 4 650 € est versée pour l’achat d’un véhicule particulier ayant des émissions inférieures à 50 gCO₂/km et une efficacité énergétique minimale de 0,3 kWh/km (seuls les véhicules électriques et hybrides électriques perçoivent cette prime à l’achat). Le coût de cette mesure est d’environ 2,2 M€ en 2012, 8,9 M€ en 2013 et 11,1 M€ en 2014.

4 - Utilisation limitée des biocarburants de 1^{ère} génération

En 2012, les taux réglementaires d’incorporation du bioéthanol en faible volume dans l’essence et du biodiesel dans le diesel (« low blend ») sont respectivement limités à 10% et 7%, conformément aux normes européennes. Les volumes incorporés sont, cependant, exemptés de la taxe énergie et de la taxe carbone à condition que les taux soient inférieurs aux seuils de 6,5% pour l’éthanol et 5% pour le biodiesel. Au-delà de ces seuils, les biocarburants incorporés sont taxés au même titre que l’essence ou le diesel, ce qui les rend moins compétitifs.

	Année	Seuils autorisés (modification 1 ^{er} mai 2011)	Plafonds des exemptions fiscales (modification 1 ^{er} janvier 2011)
Bioéthanol	2010	5 %	5 %
	2012	10 % (i)	6,5 %
Biodiesel	2010	5 %	5 %
	2012	7 % (i)	5 %

Figure 28. Incorporation des biocarburants (Source : Skatteverket)

En 2012, le gouvernement a supprimé la réduction de 20% de la taxe sur les avantages en nature pour les véhicules d'entreprise "Flex fuel", essentiellement approvisionnés en bioéthanol brésilien. La Suède était pourtant à l'avant-garde sur la mise en place de critères de durabilité sur le bioéthanol importé (initiative privée de l'entreprise SEKAB depuis 2008), mais les incertitudes sur la vérification des critères et l'absence de demande d'agrément de cette certification auprès de l'UE contribuent à alimenter les doutes sur la durabilité du bioéthanol importé en Suède.

5 - Péages urbains

Un péage urbain a été expérimenté à Stockholm en 2006 puis installé de manière définitive le 1^{er} août 2007 dans le but d'améliorer la circulation dans la ville, de réduire la pollution et d'aider à financer les investissements dans les infrastructures routières dans l'agglomération. Le péage est en vigueur tous les jours de 6h30 à 18h29, sauf le week-end, les jours fériés et durant le mois de juillet pour les véhicules circulant dans le centre de Stockholm. Le droit de péage varie entre 1,10 et 2,30 € en fonction de l'heure de la journée avec un plafond journalier à 6 €. Les véhicules "propres" étaient exemptés jusqu'à fin juillet 2012, sauf pour ceux immatriculés après le 1^{er} janvier 2009. Depuis le 1^{er} janvier 2013, la ville de Göteborg est également dotée d'un péage urbain.

6 - Taxe sur l'incinération des déchets supprimée

La taxe sur l'incinération des déchets ménagers a été supprimée en octobre 2010. Introduite en 2006, cette taxe s'est avérée avoir un effet insignifiant sur les comportements et a uniquement abouti au transport inutile des déchets ménagers. Le changement a été financé par une augmentation de la taxe générale sur le CO₂ de 0,01 SEK/kg CO₂.

7 - Taxe annuelle différentielle sur les véhicules

Depuis 2006, la Suède a mis en place une taxe différentielle en fonction du niveau d'émissions de CO₂ par kilomètre des véhicules. Pour les nouveaux véhicules, à partir de 2013, la taxe sur le CO₂ s'élève à

20 SEK par gramme de CO₂ par km au-delà des premiers 117 gCO₂/km. Les voitures qui roulent avec des carburants alternatifs, comme l'éthanol et le gaz (exception faite du GPL) sont taxées plus faiblement : 10 SEK par gramme de CO₂ par km au-delà des premiers 117 gCO₂/km. Les bus et les camions légers ainsi que les camping-cars ont été intégrés au système de taxe CO₂ depuis 2011. La taxation des vieilles voitures et des poids lourds repose principalement sur le poids des véhicules.

8 - Recherche

Entre 120 et 170 M SEK par an ont été alloués à la R&D sur les biocarburants ces dernières années. Pour les années à venir, la Suède cible ses efforts de recherche sur la technologie, et va consacrer un budget de 450 M SEK par an pour développer les technologies électrique et hybride,

9 - Améliorer l'efficacité énergétique (transports et infrastructures)

Dans son plan 2011-2014, l'administration suédoise des transports souhaite améliorer l'efficacité énergétique des routes et des voies ferrées. En effet, 10% de l'énergie utilisée dans le secteur des transports est estimée provenir de la construction, de la maintenance et des opérations sur les infrastructures. Les mesures concernent le choix et la production des matériaux ainsi que les méthodes de construction. À long terme, l'administration suédoise des transports pense pouvoir influencer la consommation énergétique du secteur des transports en agissant sur les paramètres de planification, de design ou de construction. Depuis 2009, une agence suédoise s'occupe spécifiquement des questions de planification d'infrastructures.

L'Agence Suédoise de l'Energie a alloué 70 M SEK pour les années 2010-2013 pour des projets visant à améliorer l'efficacité énergétique dans les transports.

10 - Ambitions suédoises

La nouvelle super-prime à l'achat pour les véhicules électriques et hybrides-électriques, combinée aux avantages économiques existants (exemption de la taxe annuelle et du péage urbain de Stockholm, bornes de recharge gratuites, etc.) ainsi qu'aux perspectives nouvelles de véhicules innovants Volvo-Siemens, confirme la volonté du gouvernement de développer la filière électrique, en dépit des critiques sur son empreinte carbone au niveau national.

11 - Feuille de route pour la neutralité carbone en 2050

La Suède doit œuvrer au niveau européen pour que les normes d'émissions des véhicules légers et des camionnettes soient réduites en plusieurs étapes (2020, 2025 et 2030). La Suède doit soutenir la mise en place de normes pour les camions et pour les machines de travail ;

- La possibilité de mise en place d'un système de bonus-malus pour les véhicules légers doit être analysée ;
- Une redevance pour l'utilisation des infrastructures pour les camions (et les véhicules légers dans un second temps) doit être analysée ;
- La planification (aménagement du territoire) doit être revue afin de permettre des modes de transports plus efficaces d'un point de vue climatique ;
- L'agence suédoise des transports doit réunir les autres autorités suédoises responsables de la planification des infrastructures afin d'analyser et de limiter l'impact climatique des projets ;

Les projets de recherche suivants sont à prioriser : les projets pilotes pour les biocarburants de 2^{ème} et 3^{ème} générations (des incitations pour la consommation de ces carburants sont aussi nécessaires), l'analyse en profondeur des outils économiques, des infrastructures physiques pour les transports plus efficaces pour réduire les émissions de GES, le renfort de la compétitivité suédoise en termes de véhicules électriques et hybrides, ainsi que des machines de travail et des véhicules plus efficaces et sobres en carbone.

E - Le secteur industriel

Les sources principales de GES proviennent de la production du fer et de l'acier, du ciment et de la chaux. Les tendances d'évolution diffèrent selon le type d'industrie : les émissions de l'industrie minière ont augmenté, tandis que celles de l'industrie chimique ont diminué depuis 1990.

Le principal sous-secteur est la production de métal. Les émissions y ont été quasi-constantes sur la période 1990-2011, à l'exception de l'année 2009. Les émissions totales issues de l'industrie du fer et de l'acier ont augmenté de 28 % sur la période 1990-2008. En 2010, les émissions étaient 4 % inférieures à celles de 2008.

1 - La stratégie *Cleantech Strategy Development*

Le gouvernement suédois a mis en place en 2011 une stratégie intitulée “*Cleantech Strategy Development*” visant à soutenir le développement des technologies environnementales. Il s’agit de réduire les impacts environnementaux de la consommation et de la production, et de promouvoir la compétitivité et la croissance. 400 M SEK sont alloués à ce programme pour 2011-2014. En 2012, la Suède est classée 3^{ème} pays dans le monde d’après le *Global Cleantech Innovation Index*.

La taxe sur l’énergie va être révisée et s’appliquer aux carburants fossiles selon leur contenu énergétique. Les carburants fossiles utilisés par l’industrie pour le chauffage sont depuis 2011 couverts par une taxe énergie en accord avec le niveau de taxe minimum de l’UE sous la directive de la taxe énergie.

2 - Programme pour l’efficacité énergétique dans le Secteur Industriel : PFE

Lancé en 2004 par le gouvernement suédois, ce programme a été mis en place puis géré par l’Agence suédoise de l’énergie. Fondé sur des accords volontaires, le PFE a fonctionné comme une incitation relativement peu coûteuse pour améliorer l’efficacité énergétique dans les industries électro-intensives.

Pour la période 2004-2009 environ 100 électro-intensifs ont signé cet accord et ont pu bénéficier d’une exemption de la taxe carbone sur l’électricité à hauteur de 0,55 €/MWh durant 5 ans. En retour, les entreprises sont chargées de conduire un audit énergétique, d’identifier et d’investir dans des mesures d’économie d’électricité rentables et de mettre en œuvre un système de gestion de l’énergie standardisé (certification ISO ou équivalente).

L’évaluation ex-post de cette première période montre que les mesures instaurées ont été amorties très rapidement. Cela s’explique par une très forte augmentation des tarifs de l’électricité pour l’industrie (x 2) au cours des 5 années. Il est donc difficile de distinguer l’effet spécifique du PFE car il y a probablement des mesures d’efficacité qui auraient été mises en œuvre indépendamment du PFE si le programme n’avait pas été mis en place.

La seconde période qui a débuté en 2009 réunit 90 entreprises en 2012. Au total, elles consomment 30 TWh d’électricité par an, soit 1/5 de la consommation suédoise d’énergie. 65 entreprises prévoient d’investir 750 M SEK pour une période de trois ans pour mettre en place des mesures visant à réduire leur consommation d’électricité d’environ 0,8 TWh.

Désormais, le focus porte sur les PME. C'est un nouveau défi, car les PME n'ont souvent pas à leur disposition des employés compétents dans le domaine de l'énergie. Des discussions entre les agences de l'énergie et de l'industrie sont en cours pour définir un nouveau cadre afin de poursuivre le PFE (nécessité de mise en conformité avec les réglementations européennes de soutien à l'industrie).

3 - Programme énergétique national destiné aux PME

Adopté en 2010 pour une durée de 4 ans, ce programme gouvernemental est destiné aux PME ayant une consommation annuelle d'énergie supérieure à 500 MWh. Le programme comprend :

- un audit énergétique subventionné avec nécessité d'annoncer les résultats de l'audit ;
- la présentation d'un plan sur les mesures énergétiques à mettre en œuvre ;
- la présentation des mesures mises en œuvre chaque année (pendant 3 ans).

L'évaluation ex-ante du programme aboutit à un rapport coût-efficacité de 0,25-0,50 cts€/kWh, soit une économie d'environ 700-1 400 GWh par an.

4 - Feuille de route pour la neutralité carbone en 2050

- L'industrie suédoise, en comparaison internationale, produit beaucoup d'émissions dans les procédés industriels. Ces émissions sont plus difficiles à éliminer que celles provenant des combustions industrielles. Elles nécessitent soit du stockage, soit de nouvelles technologies. Des soutiens publics doivent être alloués pour développer des projets pilote dans les procédés industriels ;
- L'État et les entreprises doivent coopérer pour développer des nouvelles techniques (recherche et innovation) pour atteindre l'objectif de la neutralité carbone en 2050, notamment l'industrie lourde ;
- Le SCEQE est un outil efficace pour les réductions et doit être développé.

F - Les projets de captage et stockage du CO₂

Initié par l'Agence suédoise de l'énergie en coopération avec le programme de recherche et développement finlandais CCSP, le projet intégré et régional : "*CCS in the Baltic Sea Region*", ou *Bastor2*, consiste à vérifier les opportunités géologiques de séquestration du CO₂ dans les formations de grès de la mer Baltique et d'étudier l'option d'une infrastructure commune pour le transport et le stockage du CO₂ dans cette région. Les enjeux environnementaux et sociétaux ainsi que les aspects législatifs et financiers sont étudiés.

La Suède mène une étude de faisabilité (*projet SwedSTORECO₂*) afin de construire un site pilote de stockage du CO₂. Le CO₂ pourrait être injecté (jusqu'à 100 000 tonnes) dans des formations géologiques on shore. L'étude consiste à modéliser les écoulements des fluides, à évaluer les coûts des opérations de forage et d'injection, à développer une stratégie de surveillance, à identifier les sources de CO₂, à se mettre en relation avec les autres projets de stockage de CO₂ en cours et à évaluer la capacité totale de stockage de la Suède. Le projet se décline en trois phases : 2012-2013 (estimation des coûts et planification), 2013-2014 (plate-forme d'exploration et essais des aquifères), 2015-2018 (usine pilote pour l'injection d'un échantillon et stockage du CO₂).

L'entreprise *Vattenfall* s'investit fortement dans les technologies avancées de CCS, particulièrement en Allemagne, où est initié un projet pilote européen proche de la centrale à lignite de Schwarze Pumpe à Brandenburg. Les objectifs visés sont la validation et l'amélioration de la technologie de capture du CO₂. Cette usine pilote de 30 MW représente un investissement de 70 M€ (Vattenfall / Gaz de France). La centrale est entrée en opération en 2008, et doit fonctionner pour une période minimale de 10 ans.

C'est la première usine pilote au monde à utiliser la méthode de l'oxycombustion. Parmi les 3 méthodes de capture du CO₂ existantes, l'oxycombustion est la plus intéressante dans les centrales électriques en termes de coûts. Un des défis est l'étape de séparation qui exige de grandes quantités d'énergie. Le CO₂ capturé dans la centrale pilote aura les bonnes propriétés pour être transporté et stocké de façon permanente profondément sous terre. Après une première année d'opération, un des résultats retenus est le bon fonctionnement du principe du procédé d'oxycombustion dans sa totalité à une échelle industrielle pertinente. Un haut niveau de purification du CO₂ a pu être atteint, avec un taux de capture supérieur à 90 %.

L'entreprise *E.ON* a un projet pilote à Karlshamn en Suède, relié à une chaudière à vapeur auxiliaire qui brûle du mazout à haute teneur en soufre, et dispose d'un précipitateur électrostatique et de la technologie de pointe de désulfuration installé pour le contrôle de la qualité de l'air. La centrale est entrée en opération en 2009.

Les projets de recherche actuels sont bien acceptés par la population.

ANNEXE N° IV

LA « CARBONATION » PARADOXALE, EMPREINTE ET TAXE CARBONE

LA « CARBONATION » PARADOXALE ET LE ROLE DE L'EMPREINTE CARBONE

I - La « carbonation paradoxale », ou les implications du PEC sur une énergie déjà peu carbonée

La situation française d'une production électrique très faiblement carbonée conduit à des situations paradoxales où, considérées en termes d'émissions, les politiques environnementales peuvent se révéler, dans les faits, négatives pour l'environnement.

A - Contrairement à l'Allemagne, pour la France le photovoltaïque importé est négatif pour le climat

1 - L'importation d'une empreinte CO₂

Dans un article récent²⁶, Jean-Marc Jancovi remarquait que le photovoltaïque « *demande de 10 à 30 fois plus d'investissement par kWh produit que le nucléaire (gestion de l'intermittence incluse) et donc déplace très peu de production électrique par euro dépensé ; la fabrication du panneau – en Chine – émet autant de CO₂ que l'usage – en France – en évitera* ». Qu'en est-il réellement ?

Selon l'Ademe, il faut raisonner par rapport au « système » que représente le photovoltaïque (PV) plutôt que par rapport au seul module que constitue les panneaux. Dans ce cas, pour un « système PV » de 3 kW composé de modules en technologie silicium multicristallin, qui est la technologie de modules la plus courante fabriqués en Chine et le reste des composants fabriqués en Europe, transport des composants pris en compte, l'émission sera de 75 geqCO₂/kWh sur l'ensemble de son cycle de vie. Ceci représente, au total, environ 7.875 teqCO₂.

²⁶ Les Echos, 14 mai 2013.

Un tel « système PV » installé à Lyon (niveau d'ensoleillement français moyen) produit sur 30 ans environ 105 MWh. Le contenu CO₂ du kWh électrique français étant de 79 g., une production électrique de 105 MWh par le système PV permettra donc d'éviter l'émission d'environ 8,3 teqCO₂.

Le bilan global, une économie de 0,4 t d'équivalent CO₂ pour un système PV de 3 kW (émissions évitées : 4 geqCO₂/kWh produit), constitue une valeur pratiquement nulle. La sensibilité aux coefficients utilisés de cette valeur, différence de deux chiffres élevés, fait en effet qu'elle pourrait être négative à peu de choses près, même si l'économie serait plus significative si le système était installé dans le sud de la France.

Tableau n° 14 Coût bénéfice en CO₂ émis pour deux types de systèmes photovoltaïques sur le cycle de vie

Systèmes de production PV de 3kW	1. Emission de CO ₂ (cycle de vie) en teqCO ₂	2. CO ₂ évité (cycle de vie) teqCO ₂	3 = 2 – 1 Bilan en émission (cycle de vie) teqCO ₂
Panneaux chinois	7,9	8,3	- 0,4
Panneaux français	4,3	8,3	- 4,0

Source : Cour des comptes d'après Ademe et Agence internationale de l'énergie (AIE) 2012

Si les panneaux étaient fabriqués en France, les émissions du système global seraient alors réduites d'un facteur 1,8, soit 41 geqCO₂/kWh, et d'après le calcul précédent l'économie d'équivalent CO₂ passerait à 4,0 t ou 38 geqCO₂/kWh produit.

L'intérêt environnemental des systèmes photovoltaïques actuels dans le cas du mix énergétique français peu émetteur de CO₂ semble donc quasi-nul, bien que les émissions de CO₂ soient comptabilisées en Chine.

2 - Des émissions supplémentaires dues aux sources de back-up

Mais, même du point de vue des émissions nationales, ce raisonnement est insuffisant car il sous-estime les émissions de carbone dues aux énergies de back-up que l'on doit obligatoirement utiliser en complément dans les périodes de demande pendant lesquelles les EnR fournissent peu ou pas du tout du fait de leur intermittence. Le calcul

probabiliste conduit à la notion de « crédit de capacité »²⁷, c'est-à-dire la puissance des EnR qui est garantie : ce crédit est typiquement de 4 à 8% de la puissance installée des EnR (PV ou éolien) : ainsi 10 GW d'EnR installée ne garantissent que de 0,4 à 0,8 GW en production. C'est pourquoi, il est généralement estimé que pour chaque GW d'EnR intermittents installés, il est nécessaire d'avoir un back-up souple de puissance équivalent²⁸ (en fait, d'après le raisonnement précédent, de 0,92 à 0,96 GW). Outre que, pour les 10 GW supposés, il est ainsi nécessaire de disposer de l'ordre de 10 GW en moyen de base en back-up, ceci implique, de surcroît, une utilisation à temps partiel qui sert à couvrir le manque en période forte demande et/ou de faible appoint des EnR.

Or, comme il s'agit de centrales à gaz au mieux, sinon à fioul ou à charbon, on ne peut appliquer les émissions moyennes du mix français mais celles du combustible utilisé, soit au mieux, avec les centrales les plus performantes, les CCGT, une différence de l'ordre de 300g eqCO₂ par kWh, ce chiffre étant conservateur.

Reprenant l'exemple du paragraphe précédent, on admet donc que 3kW de PV nécessitent 3kW de back-up. Si l'on suppose que :

- 1) celui-ci ne fonctionne qu'une très faible partie du temps pour pallier le PV en période de pointe de consommation et creux de production,
- 2) cette configuration se produit seulement pendant 2,5%²⁷ du temps et
- 3) l'émission du mix national reste au niveau actuel, en 30 ans, le moyen de back-up aura alors produit 23MWh et un surcroît d'émission de 7 t eqCO₂, qui vient s'ajouter aux émissions du système PV proprement dit.

Alors, dans le présent contexte énergétique, l'installation en France de systèmes photovoltaïques avec des panneaux chinois présente un bilan globalement négatif en termes d'émission de CO₂. Le cas de panneaux français semble, au total, aboutir à un bilan négatif ; toutefois, l'imprécision du calcul ne permet pas, à ce stade, de trancher avec certitude.

Le raisonnement est différent pour un pays comme l'Allemagne, qui émet actuellement plus de 4 fois plus de CO₂ par kWh électrique

²⁷ Cf. "Modeling the capacity credit of renewable energy sources" sur www.worldenergyoutlook.org

²⁸ "The capacity credit of variable renewables" dans « World Energy Outlook 2011 », p.192.

produit que la France et pour qui l'achat de panneaux chinois se montre bénéfique en termes de réduction d'émission de CO₂. Toutefois, au fur et à mesure que le mix allemand émettra de moins en moins de CO₂, il se rapprochera du cas français. L'intérêt avancé pour la France est donc plutôt en termes de balance commerciale²⁹.

Le développement précédent n'est pas spécifique au photovoltaïque et s'applique aussi à l'éolien.

B - Le véhicule électrique est pertinent en France, beaucoup moins Allemagne

Aussi paradoxal que cela puisse paraître, les véhicules particuliers électriques ne présentent pas un bilan global, « du puits à la roue³⁰ », qui soit systématiquement à leur avantage par rapport aux autres modes de transport, notamment au véhicule thermique³¹. 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. Certes, une tep électrique alimentant une batterie de voiture électrique fournira environ 0,7 tep d'énergie utile sur les roues, alors qu'une tep de gazole ne fournira que 0,2 à 0,25 tep. Par contre, il faut tenir compte pour l'énergie électrique du rendement thermodynamique, 30 à 50%, qui se situe en amont. Ceci illustre la nécessité de regarder l'ensemble du système.

L'ADEME a ainsi calculé en 2009, que, dès lors que la recharge des véhicules est réalisée à partir d'un mix électrique moyennement émetteur de CO₂ (400 g/kWh, soit une moyenne inférieure à la moyenne européenne actuelle), le bilan du « puits à la roue » du véhicule en émissions de CO₂ /km est proche des voitures de classe B en 2009 (126 g CO₂/km), contre 161 g/km pour la moyenne des ventes en 2008).

²⁹ Lorsque le système PV produit 1 kWh en substitution d'un kWh du mix électrique français actuel, on évite la consommation de 12 MJ d'énergie primaire, soit, tenant compte du mix, l'importation de 5 MJ de pétrole et 1,8 MJ de gaz.

³⁰ 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.

³¹ « Les transports électriques en France: un développement nécessaire sous contraintes », Ademe & Vous, 21 juillet 2009.

Une étude plus récente³² du Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED) considère toutefois cette analyse de l'ADEME comme excessivement pessimiste et trouve qu'un véhicule électrique rechargé grâce à l'électricité européenne moyenne d'aujourd'hui permet de réduire les émissions de CO₂. Pour 2020, toutefois, la situation est moins claire, car cette étude considère qu'en 2020, grâce aux objectifs du PEC qui verront une réduction d'après eux d'un facteur proche de deux des émissions par kWh électrique au niveau européen, -ce qui est loin d'être acquis-, alors que les véhicules neufs seront alors normalement soumis à une norme d'émission limitée à 95gCO₂/km.

Quelles que soient donc les hypothèses retenues³³, 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. Cela tient, en fait, non au véhicule lui-même mais au contenu en carbone de la production d'électricité utilisée pour recharger ses batteries.

II - Réduire l'empreinte carbone ou les émissions nationales de GES

Si l'objectif ultime du PEC est bien la lutte contre le réchauffement climatique, l'objectif final auquel il est jaugé 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

³² « Les véhicules électrifiés réduiront-ils les émissions de carbone ? », Revue de l'Energie 611 (2013), pp. 5—11.

³³ Cf. « Electric vehicles and the electric grid : A review of modeling approaches... », Renewable and Sustainable Energy Reviews 19 (2013) 247–254.

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 estimations³⁴ 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.

Par ailleurs, il faut souligner à quel point le contenu en carbone des importations est particulièrement important. En effet, celui-ci va bien au-delà de ce que les importations représentent dans l'activité économique du pays. Alors qu'en 2005 les importations représentaient environ 27 % du PIB, leur contenu en carbone représentait, lui, l'équivalent de 83 % des émissions de la France, soit une intensité spécifique trois fois plus importante.

Or, contrairement à ce qui peut être habituellement reçu, par rapport à la demande française, ce ne sont pas les pays émergents qui sont les principales sources indirectes de carbone. En effet, 70 % du carbone ainsi importé l'est via les importations en provenance des autres pays européens (cf. Tableau n° 15), qui pourtant ne représentent que de l'ordre des 2/3 des importations françaises. Outre leur part largement majoritaire dans le commerce extérieur de la France, les importations venues de

³⁴ CO₂ et activités économiques de la France, Etudes et documents, n° 27 août 2010, CGDD, SOeS.

l'Union européenne apparaissent ainsi légèrement plus intenses en carbone que la moyenne de celles en provenance du reste du monde.

Tableau n° 15 Emission de CO₂ associées au commerce extérieur de la France

Année 2005	Importations ¹		Exportations ¹	
	Mt de CO ₂	Répartition (en %)	Mt de CO ₂	Répartition (en %)
Europe	237	70	143	70
dont Allemagne	48	4	29	14
Espagne	34	0	9	9
Belgique	27	8	7	8
Grande Bretagne	25	7	8	9
Italie	23	7	7	8
autres pays européens	80	24	45	22
Afrique	20	6	13	6
Amérique du Nord	25	7	19	9
Amérique du Sud	6	2	5	3
Asie hors Moyen Orient	41	12	15	7
Moyen Orient	10	3	7	3
Océanie	2	1	2	1
Total	340	100	205	100

Note : (1) y compris le CO₂ des importations réexportées, i.e. la partie des émissions de CO₂ générées à l'étranger dans l'ensemble des émissions induites par les exportations françaises, du fait du contenu en importations des exportations. (Source : CGDD, CO₂ et activités économiques de la France, Août 2010)

Bien que ne constituant qu'une première étape vers une évaluation fiable, aux yeux de leurs auteurs, « ces résultats sont cohérents avec les récentes estimations proposées pour la France dans le cadre d'étude internationales menées à partir de sources de données différentes. Dans une récente étude visant à évaluer les balances commerciales de CO₂ des pays de l'OCDE et quelques autres pays jouant un rôle important dans le commerce mondial³⁵, les chiffres donnés pour la France conduisent à un rehaussement de l'ordre de 35 % pour l'année 2000 entre les émissions du territoire national et celles de la demande nationale. Plus récemment encore, une étude américaine s'appuyant sur une approche multirégionale multilatérale (voir encadré Estimation des pressions

³⁵ Nakano S., Okamura A. et alii, *The measurement of CO₂ embodiments in international trade*, Science, technology and industry working papers, 2009/3, Paris, OCDE.

environnementales associées aux importations) estime cet ajustement à plus 40 % pour la France en 2004³⁶ (Davis, Caldeira, 2010) ».

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 ¾ 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.

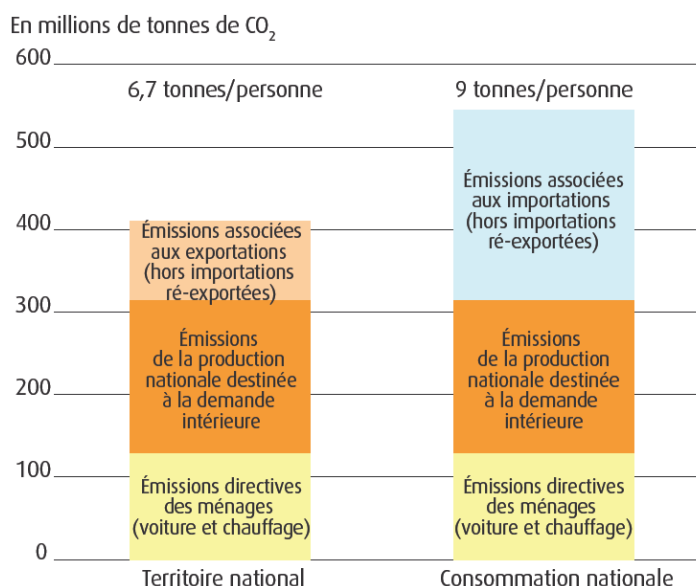


Figure 29. Emission de CO₂ intérieures vs. empreinte carbone de la demande française en 2005 (source : CGDD, CO₂ et activités économiques de la France, Août 2010)

Ceci ne fait que souligner le rôle propre des modèles de consommation et des modes et styles de vie dans la dynamique de la production des GES. Une étude récente³⁷ 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

³⁶ Davis S.J., Caldeira K., *Consumption based accounting of CO₂ emissions*, Proceedings of the National academy of science of the United States of America, March 23, 2010 | vol. 107 | no. 12 | 5687–5692).

³⁷ Pour une analyse détaillée des émissions de CO₂ par niveau de revenu, catégories socio-professionnelles, cf. Lenglar F., Lesieur C., Pasquier J.L., « Les émissions de CO₂ du circuit économique en France », INSEE références, édition 2010, juillet 2010.

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 précités³⁸, 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.

Ces études ont aussi, sans surprise, montré que les flux d'exportations implicites de carbone proviennent principalement de la Chine, de la Russie et des pays du Moyen-Orient, que ce soit du fait des biens qu'ils produisent ou de leur production d'hydrocarbures. À l'inverse, tous les pays développés sont importateurs nets. Tous, ce qui est sans surprise concernant ceux dont la balance extérieure est déficitaire, mais y compris ceux qui, comme l'Allemagne sont pourtant économiquement largement excédentaires.

Ceci ne fait, en réalité, que souligner à quel point les intensités en carbone sont éloignées et déséquilibrées. Un pays comme la Russie, le plus intense en carbone, exporte 2,43 kgCO₂/\$, mais n'importe que 0,85 kgCO₂/\$.

³⁸ Davis & Caldeira, op. cit.36.

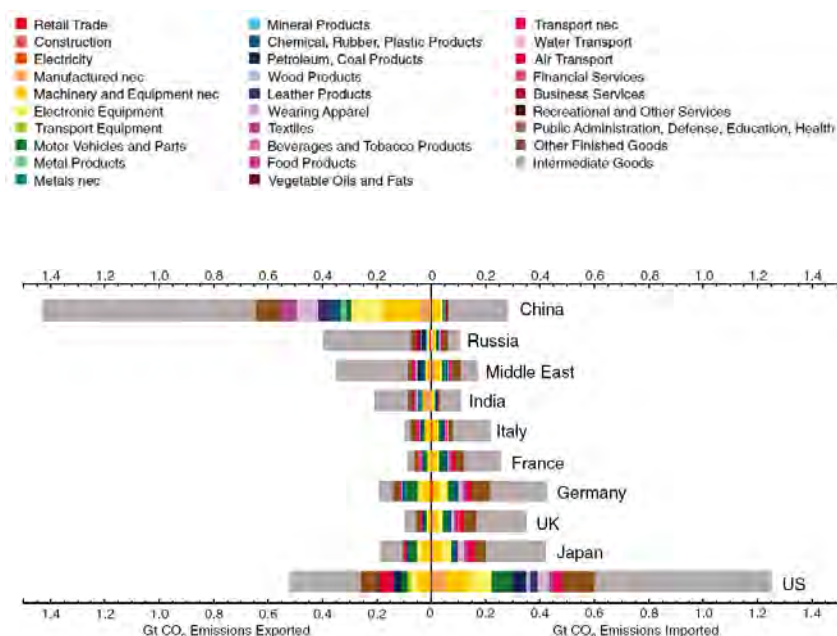


Figure 30. Bilan des émissions de CO₂ contenues dans les importations et les exportations du plus grand réseau de pays importateurs et exportateurs (Moyen-Orient inclus). Les couleurs représentent les échanges de produits finis par secteur d'activité. Les biens intermédiaires échangés (en gris) sont ceux utilisés par les industries dans le pays importateur pour satisfaire la demande des consommateurs pour les produits nationaux. NEC signifie : «non classé ailleurs» (Source : Davis & Caldeira³⁶)

À l'inverse, 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 prédominant. 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 étude³⁶, 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. L'effet net des échanges commerciaux est l'exportation des émissions en provenance de Chine et d'autres marchés émergents vers les consommateurs aux États-Unis, le Japon et l'Europe de l'Ouest. Dans les grandes économies d'Europe occidentale, les émissions nettes importées constituent 20-50% des émissions provenant de la consommation des

biens, les émissions nettes importées tombent à 17,8 % et 10,8% au Japon et aux États-Unis, respectivement. En revanche, les exportations nettes représentent 22,5% des émissions produites en Chine. Ainsi, 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 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 SOeS³⁹, 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 %* ».

Pour 2010, dernière année pour laquelle une estimation, encore provisoire, 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 stabilisée, alors que, les émissions continuant de se réduire, l'écart serait de 4 teqCO₂. Il aurait ainsi doublé depuis 1990.

³⁹ *Le point sur l'empreinte carbone de la consommation des Français : évolution de 1990 à 2007*, Observation et statistiques, n°114, mars 2012, SOeS, CGDD.

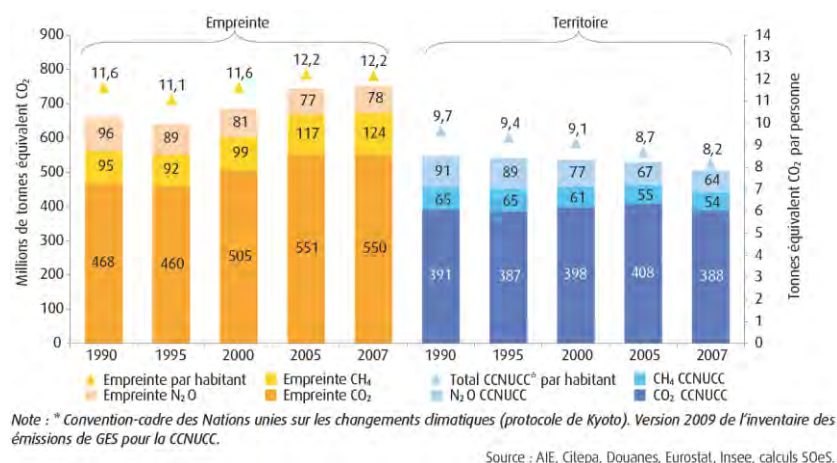


Figure 31. Evolution comparée de l'empreinte carbone et des émissions sur le territoire (Source : CGDD³⁹)

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 PEC. 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.

L'objectif européen est celui d'une réduction en valeur relative des émissions de GES, il apparaît ainsi doublement insatisfaisant. D'une part, il ne couvre, du moins dans l'exemple français et du fait de son mix énergétique particulièrement peu carboné, que les 2/3 des GES liés à la demande. D'autre part, parce qu'il est fixé en valeur relative, il ne permet pas d'aller vers une réelle harmonisation des efficacités, énergétique et carbone, des pays membres en les poussant à converger vers une norme commune. En étant ainsi fixé, il pénalise les pays dont l'efficacité carbone est bonne et incite à une externalisation des productions intenses en carbone vers les pays qui sont plus "*carbon friendly*". Non seulement les pays émergents, souvent mis sur la sellette, mais aussi ceux des pays européens dont le niveau d'émission est plus important.

Enfin, en concernant la seule production réalisée sur le territoire, il conduit à faire passer au second plan les évolutions qui pourraient s'avérer nécessaires et qui conduiraient à modifier les comportements de consommation, qui sont eux-mêmes singulièrement différenciés selon les niveaux de vie et les habitus sociaux.

III - Mieux prendre en compte les externalités négatives du carbone

Comme ont pu le rappeler les premières lignes de la présente évaluation, l'accumulation actuelle dans l'atmosphère d'une quantité toujours plus importante de gaz à effet de serre d'origine anthropique est, aujourd'hui, presque certaine. Cette augmentation, jusqu'ici sans précédent en un temps aussi bref (un peu plus d'un siècle), amplifie le phénomène de réchauffement naturel de la planète, avec pour conséquence une augmentation attendu à long terme des températures mondiales. Des conséquences sont déjà soit identifiées sur le terrain soit pressenties par les simulations : élévation du niveau des mers et des océans, changement de climats régionaux, accroissement erratique des événements extrêmes (tempêtes, cyclones, tornades...), élévation des températures affectant les cultures, les ressources halieutiques et en eau potable. De nombreux acteurs privés issus de la sphère financière, tels les assureurs et les réassureurs ont ainsi, depuis désormais plusieurs années, intégré ce coût du changement climatique : Swiss Re, dans son rapport « *Sigma 2010* » estimait les pertes uniquement provoquées par les événements climatiques extrêmes à 121 Md\$ sur un total de 218 Md\$ de dégâts pour l'année 2010.

Cependant, les externalités négatives des activités génératrices de gaz à effets de serre n'ont que très récemment été prises en compte.

Certes, la limitation de ces gaz peut passer par l'adoption de normes, ou le financement volontariste d'énergies dites renouvelables et moins émissives ; elle peut également se faire via la mise en place de politiques économiques incitatives, avec par exemple, une augmentation du financement de la recherche et du développement (R&D), des aides fiscales ou encore la suppression de subventions aux activités à forte intensité carbone, comme les subventions aux carburants.

Une telle limitation ne pourra en revanche être obtenue sans la mise en place d'un système de taxe « pigouvienne »⁴⁰ capable de donner un prix à cette externalité. On ne peut en effet que constater l'inadéquation durable qui existe entre la valorisation marchande et la valorisation sociale de l'externalité environnementale que constitue le risque climatique.

Cette incapacité du marché à valoriser naturellement ce dernier explique la nécessité pour les pouvoirs publics d'intervenir afin de corriger cette inadéquation en incitant les acteurs à adopter un mode de production moins émetteur via un signal prix. Cette taxe pigouvienne doit ainsi permettre de refléter pleinement la valeur actualisée des dommages environnementaux futurs associés à un recours marginal accru aux combustibles fossiles, ceux-ci croissant donc avec les niveaux de concentration de CO₂ dans l'atmosphère ; ce faisant, une telle taxe – qui, du fait même de la nature globale de la menace du changement climatique, a vocation à s'étendre à l'ensemble des pays émetteurs – pourra, en donnant un prix au carbone, contraindre le marché à différencier les biens et services en fonction de leur empreinte carbone.

Comme pouvait l'écrire Dominique Bureau⁴¹ en 2008, « *établir, par la fiscalité ou par des marchés de permis, un signal-prix du carbone constitue, du point de vue économique, l'élément clef d'une politique de prévention du risque climatique, parce qu'il convient de modifier l'ensemble des comportements des agents économiques, et parce que l'efficacité réclame un signal prix commun pour répartir au moindre coût global, les efforts d'abattement.* » En d'autres termes, conférer un prix au carbone doit à la fois permettre de donner une valeur aux émissions de GES, d'inciter à limiter le recours aux énergies fossiles voire d'en faciliter la sortie, enfin, d'envisager de payer aujourd'hui pour financer une transition énergétique plutôt que de payer demain au prix fort la nécessaire adaptation des économies.

La fixation d'un tel prix était au cœur de la mise en place du SCEQE et, en dépit de son échec, l'idée de valoriser le carbone est aujourd'hui largement reconnue, ne serait-ce que par l'internationalisation de la démarche initiée par l'Europe : la Californie – qui avec 13 % du PIB des États-Unis constitue de ce fait la 8^{ème} puissance économique mondiale – et l'Australie ont également développé leur propre système d'échange d'émissions.

⁴⁰ Du nom d'Arthur Cecil Pigou qui fut le premier à proposer une telle taxe en 1920.

⁴¹ Dominique Bureau, « Prix de référence du CO₂ et calcul économique », *Economie et Prévision*, mai 2008, p. 3 ; M. Dominique Bureau est actuellement le délégué général du Conseil économique pour le développement durable.

Toutefois, comme ce rapport l'a déjà souligné, le prix européen de la tonne carbone reflète aujourd'hui très insuffisamment la réalité du coût social et environnemental des dommages engendrés par les émissions.

Certes, fixer un prix du carbone est un exercice délicat et les différents travaux de recherche ayant tenté au cours des dernières années de définir ce signal prix n'ont pu permettre de dégager un consensus :

- ainsi les tentatives de définir « le coût social du carbone » (CSC)⁴² ont elles abouti à des fourchettes allant de 85 \$/t CO₂⁴³ à 10 \$/t⁴⁴ ;
- l'importante marge d'incertitude que cette mesure entraine a conduit de nombreuses administrations à lui préférer le « coût marginal de réduction carbone » (CMR).⁴⁵ Là encore, cette approche comporte de nombreuses faiblesses : la mesure du coût de réduction potentielle maximale par une technologie donnée ne prend pas en compte les barrières institutionnelles, les difficultés d'application ou encore les coûts de mise en œuvre ; de plus, cette mesure néglige entièrement l'évolution du coût des technologies, le calcul s'effectuant à valeur statique ;
- dans une volonté affichée de simplification, une étude française de 2008⁴¹ a proposé pour la modélisation du prix du carbone de retenir un cadre d'équilibre partiel intégrant fondamentalement deux éléments : les marchés de combustible fossile et les dommages infligés aux économies par le changement climatique. À l'issue de ce modèle, le prix du carbone se situait autour de 55 €/t en 2010, 70 € en 2020 pour évoluer de façon asymptotique entre 80 et 90 € à partir de 2040 ;

⁴² Le CSC mesure le coût marginal des dommages exhaustifs causés par les émissions carbone. Il entend refléter la valeur nette actuelle de l'impact à long terme des changements climatiques de chaque tonne additionnelle de CO₂ émise aujourd'hui. Il est calculé à l'échelle d'un pays, selon le modèle dit de l'évaluation intégrée, qui mesure la différence entre le PIB actuel et futur en tenant compte des dommages causés par les émissions de GES. Cf. Paul Watkiss : « The Social cost of Carbon », Paul Watkiss Associates, UK, 2006, papier présenté au forum global de l'OCDE sur le développement durable les 6-7 juillet 2006.

⁴³ Soit 65 € au 18/07/2013. Cf. Nicholas Stern : *The Stern Review. The Economics of Climate Change*, Cambridge University Press, 2007.

⁴⁴ Soit environ 80 € au 18/07/2013. Calcul de l'économiste irlandais Richard Tol en 2009.

⁴⁵ Le CMR représente le coût de réduction d'une tonne de CO₂ pour atteindre un objectif de réduction d'émissions.

- les rapports Boiteux (2001), Landau (2007) et le rapport de 2008 du COMOP 13 « Rénovation des bâtiments existants » préconisent un relèvement du niveau des taxes intérieures sur l'énergie fossile permettant d'atteindre à court terme un taux de 27 €/t ;
- le rapport Quinet de 2008 avait de son côté, tenté d'évaluer la valeur « tutélaire » du carbone - soit le coût du carbone que l'État devait intégrer dans ses investissements : celle-ci aurait été de 32 € en 2010 pour progressivement augmenter (56 € en 2020 puis 100 euros en 2030 pour atteindre une fourchette comprise entre 150 et 350 € en 2050, soit un cours moyen d'environ 200 €/t) ;
- une étude de la Caisse des Dépôts de 2013 a également estimé le prix du carbone nécessaire à l'adoption de technologies propres au regard de la feuille de route envisagée par l'Europe pour 2050 (soit une réduction d'environ 80 % des émissions), démontrant que le prix actuel du quota ne pouvait permettre d'atteindre des objectifs.

Au-delà du chiffrage du prix du carbone, il paraît essentiel d'adopter, à terme, les instruments de politique publique susceptibles de renforcer ce signal prix, dont la faiblesse actuelle ne permet pas de prendre suffisamment en compte la valeur carbone, notamment en vue des investissements nécessaires pour évoluer vers des modes de production et de consommation plus efficaces et donc plus sobres.

Plusieurs pistes peuvent être ici évoquées, au-delà des réformes du système européen d'échange de quotas, déjà mentionnées dans ce rapport :

- la possibilité d'instaurer une taxe carbone, qui n'aurait toutefois de sens qu'au niveau européen, tout alourdissement de la fiscalité au seul niveau national risquant de se traduire par une distorsion de la concurrence ;
- dans l'attente d'une telle taxe, dont l'introduction paraît souhaitable à terme, mais qui reste difficile à mettre en place rapidement en raison de l'unanimité requise pour l'instaurer, une harmonisation de la fiscalité énergétique européenne pourrait intervenir avec la révision de la directive 2003/96 sur la fiscalité énergétique. Elle permettrait de donner un prix significatif au carbone de nature à favoriser les évolutions attendues ;
- en dépit des échecs rencontrés jusqu'ici, à défaut d'une taxe carbone d'application générale, il paraît également souhaitable de réfléchir à nouveau à la mise en place aux frontières de l'Europe d'un « Mécanisme d'Inclusion Carbone », qui serait limité à des secteurs particuliers fortement carbonés, tels, par exemple, que le ciment. Un

MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT : SUEDE

Cour des comptes

La mise en oeuvre par la France du Paquet énergie-climat, annexes – décembre 2013
13 rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 - tel : 01 42 98 95 00 - www.ccomptes.fr

tel mécanisme aurait le mérite de « globaliser » la lutte contre le changement climatique, tout en limitant les distorsions de concurrence générée par la différence des législations climatiques et l'encouragement à la délocalisation de l'activité également connue sous le nom de « fuites carbone ».

ANNEXE N° V

LA MISE EN ŒUVRE DU PAQUET ENERGIE CLIMAT PAR SECTEUR

Les transports

I - Les objectifs du PEC dans le secteur des transports

A - Les mesures du PEC en matière de transports

Le PEC traite des transports dans trois documents :

- la directive 2009/28/CE sur les énergies renouvelables prévoit que le secteur des transports, dans chaque État, doit utiliser au moins 10 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables. Elle impose que le bilan carbone des biocarburants, de la production à la combustion, se solde par une économie d'au moins 35 % de CO₂ en 2010 et 50 % en 2017 (60 % pour les unités industrielles de nouvelle génération). Des garanties sur les conditions de production des matières premières utilisées sont également demandées (préservation de la biodiversité, respect des zones naturelles protégées...) ;
- le règlement 443/2009 du 23 avril 2009 impose 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 ;
- les transports entrent également dans le champ de la décision 406/2009 du 23 avril 2009 dite "partage de l'effort" qui concerne les secteurs non couverts par le SCEQE. La France s'y est vue assigner un objectif de réduction de ses émissions de GES de 14 % par rapport au niveau de ses émissions de 2005.

Le règlement 510/2011 établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les véhicules utilitaires légers neufs et la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique du 14 novembre 2012 sont venus compléter le PEC en matière de transports.

Enfin, la Commission européenne a publié, le 17 octobre 2012, une proposition de directive sur les biocarburants dite ILUC, visant à modifier la législation actuelle, les changements introduits devant être les suivants :

- porter à 60 % le niveau minimal de réduction des émissions de GES pour les nouvelles installations (entrant en service après le 1^{er} juillet 2014) ;
- inclure des facteurs liés aux changements indirects d'affectation des sols (ILUC)⁴⁶ dans les rapports que doivent soumettre les fournisseurs de carburant et les États membres sur la réduction des émissions associée aux biocarburants ;
- restreindre à 5 % de la consommation de carburants le volume des biocarburants de première génération produits à partir de cultures alimentaires ;
- promouvoir davantage les biocarburants avancés et durables produits à partir de matières premières qui ne créent pas de demande supplémentaire de terres.

B - Le livre blanc de 2011 sur les transports

L'Union européenne a publié en mars 2011 une « *Feuille de route pour un espace européen unique des transports – Vers un système de transport compétitif et économe en ressources* ». Ce document intègre les objectifs du PEC et explicite la trajectoire pour 2030 et 2050. L'objectif de maintenir le changement climatique en-dessous de 2°C suppose que d'ici à 2050, l'UE réduise ses émissions de 80 à 95 % par rapport aux niveaux de 1990, dans le cadre des réductions auxquelles l'ensemble des pays développés doit parvenir. Le constat de la Commission est qu'il est impératif de parvenir à une réduction des émissions de GES d'au moins 60 % par rapport à 1990 dans le secteur des transports, soit une réduction d'émissions d'environ 70 % par rapport aux niveaux de 2008. D'ici à 2030, l'objectif consistera à réduire les émissions de GES d'environ 20 % par rapport à leur niveau de 2008. Compte tenu de la hausse notable des émissions dues aux transports ces 20 dernières années, le niveau obtenu serait encore supérieur de 8 % aux chiffres de 1990.

Le livre blanc constate que le système de transport n'est pas encore durable et que son développement d'ici à 2050 ne peut se poursuivre selon les tendances actuelles. En cas de *statu quo*, la dépendance des transports à l'égard du pétrole pourrait rester proche de 90 %, avec une part des énergies renouvelables à peine supérieure à l'objectif de 10 % fixé pour 2020. En 2050, les émissions de CO₂ dues aux transports dépasseraient toujours d'un tiers leur niveau de 1990.

⁴⁶ En français CASI, pour changements indirects dans l'affectation des sols.

Le défi consiste à rompre la dépendance du système de transport à l'égard du pétrole sans sacrifier son efficacité ni compromettre la mobilité. La vision européenne est que de nouveaux modèles de transport doivent voir le jour, conçus pour amener ensemble à destination davantage de marchandises et de passagers, au moyen des modes de transport, ou de combinaisons de modes, les plus efficaces. Les transports individuels seront de préférence réservés aux derniers kilomètres du trajet, avec des véhicules non polluants.

Le développement futur doit pour le Livre blanc s'articuler en plusieurs volets :

- l'amélioration des performances énergétiques des véhicules
- l'optimisation des performances des chaînes logistiques multimodales
- l'utilisation plus efficace des transports et des infrastructures.

C - La France s'est fixé des objectifs de niveau législatif en 2005 puis 2009, très supérieurs aux obligations du PEC

Avant même la négociation du PEC, la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, loi dite POPE, fixait déjà comme objectif pour la France, la réduction de 2 % par an d'ici à 2015 de l'intensité énergétique finale et de 2,5 % par an entre 2015 et 2030.

L'objectif sectoriel en matière de transports, inscrit dans la loi du 3 août 2009, dite Grenelle I, est de réduire les émissions du secteur de 20 % d'ici 2020 par rapport à 2005, afin de revenir au niveau de 1990. Pour le transport de marchandises, cette même loi a fixé pour objectif l'atteinte d'une part modale du non-routier et du non-aérien de 25 % à l'échéance 2022.

II - L'état des lieux

A - Le secteur des transports consomme plus de 32 % de l'énergie finale

En 2011, le secteur des transports a consommé 50 Mtep dont 46,5 Mtep de produits pétroliers. La consommation énergétique finale montre que les produits pétroliers constituent 93 % de l'énergie utilisée (contre 97 % en 2000).

Tableau n° 16 Consommation de l'énergie finale utilisée dans les transports

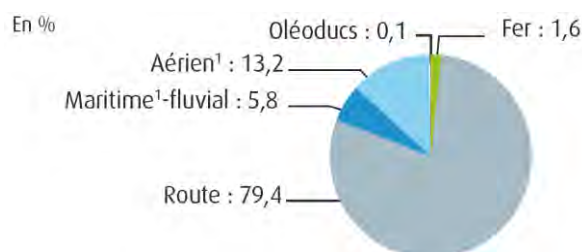
Millions de tonnes équivalent pétrole	2000	2005	2008	2009	2010	2011
Transports	48,6	49,6	50,0	49,2	49,3	50,0
dont produits pétroliers	47,3	48,1	46,6	45,6	45,7	46,5
Total des secteurs¹	157,3	160,7	161,6	155,6	155,5	155,6
dont produits pétroliers	73,3	72,7	70,2	67,7	65,5	66,5

¹ Hors consommation du secteur de l'énergie

Source : SOeS

Source : MEDDE, chiffres clés du transport, mars 2013

Dans ce total, la route constitue près de 80 % de la consommation des transports, ce qui justifie que ce soit sur elle que portent les principaux efforts.



¹ Livraisons aux soutes maritimes et aéronefs, français et étrangers

Sources : CPDP, SOeS

Figure 32. Consommations d'énergie fossile et électrique par mode en 2011 (source : MEDDE, Chiffres clés du transport, mars 2013)

B - L'état des lieux des émissions de CO2 et des autres GES dues au transport

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. Après avoir crû de 1990 à 2004, elles décroissent depuis 2005, comme l'indique le tableau suivant

**Tableau n° 17 : Emission des principaux GES
provenant des transports**

niveaux en millions de tonnes, évolutions en %

		1990	2010	2011(p)	2011/ 1990
CO ₂	Tous transports	118	127	126	7
(Mt)	Total (hors UTCF)	390	372	346	-11
CH ₄	Tous transports	39	9	8	-79
(kt)	Total (hors UTCF)	2 962	2 927	2 917	-2
N ₂ O	Tous transports	3	4	4	38
(kt)	Total (hors UTCF)	292	191	198	-32
HFC (*)	Tous transports	0	4 913	4 913	ns (*)
(kt eq CO ₂)	Total (hors UTCF)	3 736	16 625	16 644	345

Source : Citepa / rapport Secten – avril 2012

(*) avant 1990, les transports émettaient un autre gaz réfrigérant que les HFC, non mesuré

Source : « Le facteur 4 en France », Rapport du CGEDD, Mars 2013

La forte croissance des émissions de HFC depuis 1990 reflète le développement de la climatisation des véhicules, notamment des voitures particulières mais aussi des trains et des véhicules frigorifiques. La trajectoire des émissions en fonction des modes de transport est analysée en détail plus bas au Chapitre IV - .

Il convient toutefois de rappeler le fort degré d'incertitude des données d'émissions détaillé dans la partie II du rapport. Cette incertitude est particulièrement forte dans le secteur des transports car Les émissions indiquées par les constructeurs automobiles semblent de moins en moins refléter les mesures de terrain.

Le cycle d'homologation (*New European Driving Cycle* - NEDC), n'est plus représentatif de la conduite en conditions réelles. De ce fait, les rejets du CO₂ des voitures mises en circulation en Europe sont supérieurs de 25 % en moyenne aux chiffres avancés par les constructeurs. Une étude publiée de mai 2013 de l'organisation de recherche allemande *International Council on Clean Transportation*⁴⁷, démontre, non seulement la différence entre annonce des constructeurs et réalité des émissions, mais, fait plus important dans le contexte des objectifs du PEC, une dérive dans le temps très significative, comme le montre la figure ci-dessous :

⁴⁷ "From laboratory to road A comparison of official and 'real-world' fuel consumption and CO₂ values for cars in Europe and the United States », International Council on Clean Transportation, 2013.

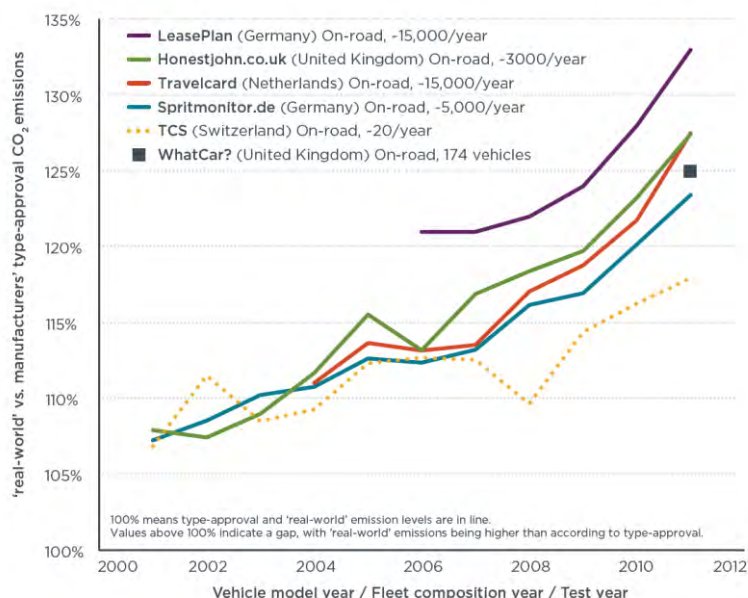


Figure 33. Divergence croissante entre les émissions de CO₂ annoncées par les constructeurs et les émissions réelles, pour différentes flottes de véhicules étudiées (Source : International Council on Clean Transportation)

D'après le CITEPA, les inventaires produits ne sont pas affectés car le calcul sur les années passées est fait à partir des consommations de carburants qui sont, elles, très bien connues à partir des taxes versées. Par contre, cela affecte bien les modélisations des prévisions.

Un nouveau système est en phase d'élaboration à l'échelon mondial («*World Light Duty Test Cycle and Procedures* »), sous l'égide de la Commission économique pour l'Europe des Nations unies (Unece). Annoncé pour 2014, ce nouveau dispositif devrait refléter plus fidèlement la conduite en conditions réelles. C'est ce nouveau processus que le Parlement et la Commission européenne proposent d'introduire à compter de 2017. Reste à voir comment seront effectués les raccords des données pour les objectifs du PEC.

III - Mesures découlant directement ou indirectement du PEC

Les politiques actuelles mises en œuvre pour atteindre les objectifs du PEC reposent sur deux axes :

- le soutien des modes de transports les moins émetteurs, notamment par le développement des transports collectifs et l'amélioration des réseaux d'infrastructures de transport ;
- l'amélioration de l'efficacité des modes de transports utilisés.

Ces mesures sont présentées de manière synthétique ci-dessous, par rapport aux trois objectifs fixés pour le secteur des transports en France par le PEC dans les domaines de l'atténuation via le report modal, de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables.

Le rapport sur les mécanismes de surveillance que la France doit transmettre à la Commission tous les deux ans contient des évaluations de différentes mesures du point de vue GES. Avec les travaux de scénarisation qui sont présentés dans le même document, il permet de donner des indications quant à l'efficacité et l'efficience de chacune des actions et de l'ensemble de la politique d'atténuation.

A - Les mesures en faveur du report modal

1 - Le report modal dans le transport de marchandises

La loi n° 2009-967 du 3 août 2009 a fixé pour objectif l'atteinte d'une part modale du non-routier et du non-aérien de 25 % à l'échéance 2022 avec un point de passage à 15,75 % en 2012. Pour cela il avait planifié un investissement massif dans les infrastructures de transports par le biais du Schéma national des infrastructures de transports (SNIT).

Parmi les opérations envisagées figuraient : la réforme des ports d'Outre-mer et redynamisation des grands ports maritimes de métropole, la modernisation du réseau fluvial et la réalisation du canal Seine Nord Europe, le développement de l'autoroute de la mer Nantes-Gijon.

Par ailleurs, conformément à la loi de finances pour 2009, une écotaxe kilométrique doit être prélevée sur les poids-lourds de plus de 3,5 tonnes circulant sur un réseau défini, notamment dans le but de contribuer au financement des infrastructures de transport. La part des recettes de cette taxe issue de la circulation sur le réseau national permettra de développer les projets d'infrastructures de transport financés

par l'AFITF dans une logique multimodale. Les redevances prélevées sur les réseaux départementaux ou communaux reviendront naturellement aux collectivités locales. Il a été estimé, à travers le modèle SceGES, que la mise en œuvre de cette écotaxe, qui devait s'appliquer à partir du 1^{er} octobre 2013, permettrait d'éviter annuellement 0,26 à 0,6 MteqCO₂.

Enfin, il a été institué une obligation d'informer le bénéficiaire d'une prestation de transport de la quantité de CO₂ émise pour réaliser cette prestation, à compter du 1^{er} octobre 2013.

2 - Le report modal dans le transport de voyageurs

La loi du 3 août 2009 dite Grenelle I prévoit la réalisation de plus de 2 000 km de lignes ferroviaires à grande vitesse d'ici à 2020 afin de développer le transport de voyageurs par train.

L'État s'est fixé l'objectif de porter la part modale des transports collectifs à 17 % de l'ensemble des déplacements en ville. Pour cela, la loi Grenelle I prévoit la réalisation de 1 800 km de transports collectifs en site propre hors Île-de-France d'ici 2020.

Deux appels à projets ont déjà permis le lancement de 1 000 km de voies nouvelles. Le 3^{ème} appel à projets 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 ainsi réalisés.

En Île-de-France, le Grand Paris comporte un plan unique et cohérent d'actions selon deux axes :

- 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) permettant d'améliorer la qualité de service offerte aux usagers et des dessertes supplémentaires. Un tiers de cet effort vise les RER.
- le Grand Paris Express qui a fait l'objet d'une réévaluation (29,9 Md€ au lieu de 20 Md€).

En 2017, tous les projets auront été soumis au conseil de surveillance de la société du Grand Paris. Les premiers travaux, ceux de la ligne reliant Noisy-Champs au Pont-de-Sèvres, devraient débuter en 2015. L'objectif est que toutes les lignes du Grand Paris Express soient en service en 2030.

Par ailleurs, le Premier ministre a demandé de reprendre le projet de ligne directe entre l'aéroport de Roissy CDG et Paris, en y impliquant RFF et Aéroport de Paris, et en posant comme condition que cet investissement s'autofinance.

La société du Grand Paris est aujourd'hui alimentée par plusieurs taxes, dont la taxe locale sur les bureaux. Le Premier Ministre a décidé de les déplaçonner, pour augmenter ses capacités de financement. Ce sont les 2 Md€ qui seront affectés aux opérations de modernisation et de développement du réseau francilien. En outre, des mesures de hausse des amendes forfaitaires de stationnement, au bénéfice des autorités organisatrices des transports et pas seulement en Île-de-France, mais pour toutes les autorités organisatrices des transports ont été prises.

B - Les mesures en faveur de la performance des véhicules neufs

Le règlement 443/2009 fixe un objectif de 95 gCO₂/km de niveau moyen d'émissions pour le parc de voitures neuves à partir de 2020. La loi Grenelle I a en outre fixé un objectif de réduction de la moyenne des émissions de l'ensemble du parc automobile français à 120 g à l'horizon 2020.

Les mesures du plan français comporte notamment l'introduction d'une étiquette CO₂ obligatoire pour les véhicules particuliers, un plan gouvernemental pour le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables et la modulation de la taxe annuelle sur les véhicules de société (TVS).

Les sociétés sont soumises à la TVS à raison des véhicules qu'elles possèdent ou utilisent en France quel que soit l'État dans lequel ils sont immatriculés. Les barèmes de la taxe ont été durcis pour les véhicules les plus polluants, à partir du 1^{er} octobre 2011. Le tarif applicable s'échelonne de 2 € par gCO₂/km pour les véhicules dont les émissions sont comprises entre 50 et 100 gCO₂/km à 27 € par gCO₂/km pour les véhicules émettant plus de 250 gCO₂/km.

Mais la mesure la plus couteuse et avec le plus fort impact reste le bonus-malus écologique. Il vise à réduire les émissions de GES en encourageant l'achat de véhicules plus respectueux de l'environnement. Assis sur les émissions de CO₂, ce dispositif permet d'accorder une subvention à l'achat de véhicules particuliers neufs faiblement émetteurs (moins de 110 gCO₂/km en 2012) alors que les véhicules fortement émetteurs (plus de 140 gCO₂/km en 2012) sont taxés à l'occasion de leur première immatriculation.

Les progrès réalisés dans la filière automobile, couplés à l'efficacité du dispositif de bonus-malus mis en place fin 2007, ont permis de réduire significativement la moyenne des émissions de CO₂ des véhicules neufs en France (de 149 gCO₂/km en moyenne en 2007 à 117,1 gCO₂/km fin janvier 2013). Les émissions moyennes de CO₂ des voitures particulières neuves ont chuté de 6 gCO₂/km à la mise en place du bonus-malus, et la tendance depuis est une baisse annuelle de l'ordre de 4,1 gCO₂/km (contre 1,6 gCO₂/km auparavant).

Le bonus-malus automobile comporte trois volets :

- Le premier, fixé par le décret n° 2007-1873, consiste à allouer une prime pour toute acquisition ou location d'une voiture ou camionnette neuve faiblement émettrice de CO₂. Une aide pour l'achat d'un véhicule neuf fonctionnant au moyen du gaz de pétrole liquéfié (GPL), au gaz naturel (GNV) ou combinant l'énergie électrique et une motorisation à l'essence ou au gazole, faiblement émetteur de CO₂, est également proposée.
- Le second volet, également fixé par le décret n° 2007-1873, consiste à ajouter au bonus un « superbonus » de 300 € si l'acquisition du véhicule propre s'accompagne de la mise au rebut d'un véhicule de plus de 15 ans. Cette mesure n'a pas été mise en œuvre en 2009 et 2010 car la « prime à la casse » en vigueur durant ces années était plus avantageuse.
- Enfin, le troisième volet prévoit une taxe additionnelle, un « malus » applicable aux véhicules les plus polluants. Une exonération a été introduite pour les véhicules destinés aux familles nombreuses ainsi qu'aux personnes handicapées ; un abattement spécifique a également été introduit pour les véhicules conçus pour fonctionner au super éthanol E85. Une taxe annuelle a également été instituée en 2010 pour les véhicules émettant plus de 245 gCO₂/km.

En complément à ce dispositif, dans le cadre du plan de relance, une prime à la casse a été instituée, dans les conditions définies par le décret n° 2009-66 du 19 janvier 2009, lorsque l'acquisition ou la location d'un véhicule neuf, émettant moins de 155 gCO₂/km pour l'année 2010, s'accompagne de la destruction d'un véhicule de plus de dix ans. Cette mesure devait initialement se terminer à la fin 2009, mais a été prolongée en 2010 afin d'éviter une baisse trop brutale du marché automobile.

À compter du 1^{er} août 2012, le plafond du bonus relatif aux véhicules électriques a été porté de 5 à 7 000 €, dans la limite de 30 % du coût TTC du véhicule ; celui relatif aux véhicules hybrides a été doublé et

porté à 4 000 €, dans la limite de 10 % du coût du véhicule, avec un minimum d'aide de 2 000 €. Ce bonus est de plus ouvert aux véhicules de sociétés ainsi qu'aux administrations d'État. Enfin, les bonus relatifs aux véhicules thermiques faiblement polluants ont été augmentés de 100 à 200 € et de 400 à 550 €.

Alimenté par le produit du malus appliqué lors de la première immatriculation des véhicules les plus polluants, le fonds d'aide à l'acquisition des véhicules propres a été déficitaire compte tenu de la réaction des consommateurs plus forte que celle attendue lors de la mise en place du dispositif de bonus-malus.

D'après les chiffres de la direction générale de l'énergie et du climat (DGECC), le déficit cumulé sur quatre ans est de 1,45 Md€, soit :

- 214 M€ en 2008 (439,37 M€ de dépenses pour 225,37 M€ de recettes);
- 522,3 M€ en 2009 (724,56 M€ de dépenses pour 202,25 M€ de recettes);
- 516,8 M€ en 2010 (707,22 M€ de dépenses pour 190,39 M€ de recettes);
- 198,5 M€ en 2011 (396,32 M€ de dépenses pour 197,85 M€ de recettes).

C - Le développement des biocarburants

1 - Les biocarburants principal contributeur pour la cible des 10 % en énergie renouvelable

Dans le cadre du PEC, la France s'est engagée à atteindre en 2020 10 % d'énergie renouvelable dans sa consommation d'énergie finale pour le secteur des transports. Le Plan français d'action en faveur des énergies renouvelables prévoit que les biocarburants apporteront la contribution la plus importante à cet objectif de 10 %. En effet, les alternatives, comme la pile à combustible ou le véhicule électrique, ne seront pas en mesure de contribuer significativement à cet objectif à court terme, en raison du stade trop peu avancé de leur développement.

Pour cela, le Plan National d'Action a fixé des objectifs ambitieux d'incorporation de biocarburants dans les carburants traditionnels d'origine fossile de 2005 à 2010. L'objectif d'incorporation de 5,75 % en énergie⁴⁸ de biocarburants dans les carburants traditionnels d'origine

⁴⁸ Plus précisément en PCI, ou pouvoir calorifique inférieur.

fossile, initialement prévu pour 2010 par la directive européenne 2003/30/CE, a été avancé à 2008 et porté à 7 % en énergie pour 2010 par la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (POPE) modifiée par la loi d'orientation agricole du 5 janvier 2006.

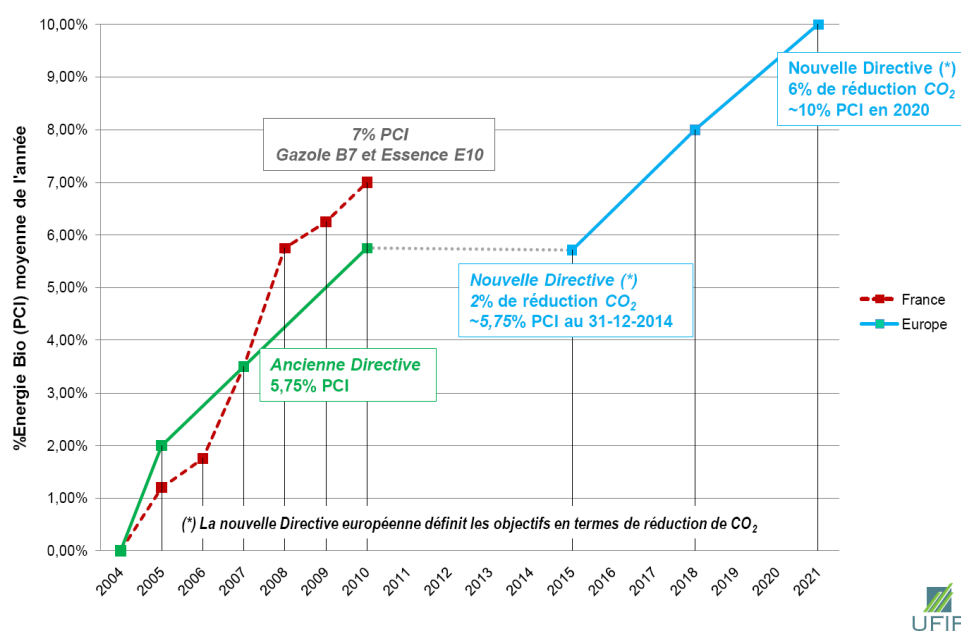


Figure 34. Evolution des cibles d'incorporation de biocarburants d'après les directives européennes (directive 2003/30 et PEC) et la loi POPE (Source : Union Française des industries pétrolières ou UFIP)

Au plan de l'environnement, les biocarburants ont initialement fait l'objet d'un a priori positif, puisque, contrairement aux énergies fossiles, ils ne rejettent dans l'atmosphère que ce qu'ils y ont capturé pendant leur phase de croissance.

Dans son évaluation de la politique publique d'aide aux biocarburants de janvier 2012⁴⁹, la Cour des comptes remarquait que « à partir de 2008 et l'envolée du prix des matières premières agricoles, des critiques sont apparues concernant la compétition entre la production de biocarburants et celle de nourriture pour les hommes ou les animaux. Par ailleurs, le bilan en termes d'émissions de gaz à effet de serre (GES) a été constamment révisé dans un sens plus restrictif. De surcroît, les analyses des coûts/avantages ont commencé à tenir compte plus correctement de l'énergie nécessaire à leur production par rapport à celle restituée lors de leur combustion, ainsi que des changements d'affectation des sols (CAS) résultant de l'affectation de surfaces croissantes à la culture des plantes destinées à les produire. »

En France, l'ADEME avait été chargée de coordonner plusieurs études sur ces points, la première en 2002 présentant un bilan plutôt positif, la dernière en 2009/2010, fondée notamment sur la méthode des analyses de cycle de vie (ACV), et dont les conclusions, d'ailleurs controversées, sont plus en retrait. L'agence estime ainsi en 2010 que, par rapport au carburant fossile de référence, les réductions d'émissions de GES du biodiesel sont comprises entre 59 et 90 %, celles de l'éthanol entre 49 et 72 %. Toujours par rapport au carburant fossile de référence, la consommation d'énergie fossile pour produire le biodiesel est réduite de 68 à 84 %, et celle de l'éthanol est réduite de 18 à 85 %. Ces données restent cependant très contestées, notamment par les organisations de défense de l'environnement, à la fois dans la méthode d'affectation énergétique des coproduits et dans la mesure où ils ne tiennent pas compte des changements d'affectation des sols, en particulier indirects.

La direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) rappelle que la Cour des comptes proposait de poursuivre le soutien à la production et à la consommation de biocarburants en redéfinissant de façon plus réaliste les cibles françaises d'incorporation de biocarburants. Il faut noter aussi que la Cour mettait en avant, outre la volonté française d'être plus ambitieuse que ses partenaires européens avec des cibles pratiquement impossibles à atteindre, les doutes de plus en plus nombreux

⁴⁹ La Cour notait que les politiques en faveur des biocarburants n'échappaient pas à une caractéristique commune à de nombreuses politiques publiques, à savoir la superposition d'objectifs multiples. Elles ont d'abord été reliées aux politiques agricoles, puis à l'indépendance énergétique, enfin aux préoccupations environnementales : sous le vocable de « durabilité » ont été regroupées les notions de protection de l'environnement mais aussi d'équité sociale et de lien entre la génération actuelle et les générations futures. Ces priorités successives, qui s'ajoutent les unes aux autres sans que les premières soient remises en cause, interdit de rapporter les effets, positifs ou non, des actions menées à une seule d'entre elles.

sur le caractère durable avancé pour les biocarburants de première génération.

Le gouvernement ne prévoit pas de modifier l'objectif actuel. Lors de la conférence environnementale pour la transition écologique des 14 et 15 septembre 2012, il a annoncé que l'objectif d'incorporation des biocarburants issus de matières premières également destinées à l'alimentation humaine (biocarburants de première génération) resterait plafonné à 7 %. D'après la direction générale de l'énergie et du climat (DGE), cela permettra de ne pas mettre en péril une filière indispensable à la transition énergétique, et dont les débouchés industriels sont intéressants pour la France, tout en tenant compte de ses impacts sur le prix des matières premières alimentaires. Après l'atteinte de cet objectif dans chacune des filières, les objectifs devraient être relevés progressivement avec le concours des biocarburants issus de déchets ou de résidus puis avec les biocarburants avancés.

Pour cela, le gouvernement a engagé des actions pour la recherche sur les biocarburants de deuxième et troisième génération, privilégiée parallèlement aux filières actuelles.

2 - La dépense fiscale associée

La politique d'aide aux biocarburants s'appuie sur deux outils : la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) et l'exonération partielle de taxe intérieure sur la consommation (TIC).

La TGAP est une taxe payée par les opérateurs pétroliers lorsqu'ils n'atteignent pas leurs objectifs d'incorporation. Il s'agit d'un outil très incitatif, les objectifs sont donc généralement atteints, sauf lorsque cela est techniquement impossible à ce jour, comme dans la filière essence. Le surcoût lié à la TGAP ou au prix des biocarburants (plus élevé que celui des carburants) est supporté par le consommateur. Les recettes associées à cette taxe qui s'élevaient à 25 M€ en 2007 atteignent 149 M€ en 2011.

L'exonération partielle de taxe intérieure sur la consommation (TIC) pour les biocarburants permet de réduire le surcoût de fabrication des biocarburants par rapport aux carburants d'origine fossile. La défiscalisation est accordée pour une quantité limitée de biocarburants. Pour cela, les producteurs disposent d'agréments leur permettant de réduire la TIC de 8 €/hl pour l'éthanol et de 14 €/hl pour le biodiesel. Ces montants sont captés par les producteurs, ce qui leur a permis d'amortir leurs installations. Le consommateur n'en profite donc pas.

La loi de finances pour 2011 a prolongé ce dispositif, avec des niveaux d'exonération constants entre 2011 et 2013, mais inférieurs aux

montants des exonérations de 2010. La défiscalisation des biocarburants sera progressivement abaissée à partir de 2014 jusqu'à sa suppression fin 2015, comme le précise la feuille de route pour la transition écologique.

Les coûts de ces mesures sont fournis par les douanes. Ils sont détaillés dans le rapport de la Cour des comptes de 2012. Les principaux indicateurs permettant d'en évaluer les résultats sont les taux d'incorporation des biocarburants et les réductions d'émissions de GES. Les autres effets comme les impacts sur le secteur agroalimentaire en termes d'emplois ou les effets sur les prix agricoles sont suivis par le MAAF.

IV - La trajectoire française

A - Rappel des cibles pour le transport

La loi du 3 août 2009 dite loi Grenelle I fixe un objectif de réduction des émissions de GES du secteur des transports « *de 20 % d'ici à 2020 [par rapport à 2005], afin de les ramener à cette date au niveau qu'elles avaient atteint en 1990* », soit 119,5 MteqCO₂. Si l'objectif principal que s'est fixé la France dans le secteur des transports porte sur les émissions de GES, son atteinte sera notamment permise par des réductions des consommations d'énergie.

Concernant ces objectifs sectoriels, la conformité de la trajectoire de la France peut être évaluée au travers des indicateurs suivants :

Tableau n° 18 Trajectoire jusqu'en 2010 des indicateurs concernant le transport

Indicateur	Référence 2006 (sauf mention)	Cible	Résultat 2011 (sauf mention)
Consommation d'énergie	50 Mtep (40,8 Réf. 1990)	50 Mtep (Tonnage 2006)	50 Mtep
Part du transport collectif dans le transport intérieur terrestre de voyageurs	14,5%	> 14,5 %	16 %
Emissions moyennes des véhicules particuliers neufs immatriculés dans l'année	149,8 gCO ₂ /km	120 gCO ₂ /km en 2012	124 gCO ₂ /km
Part du fret non routier	14 % en 2005	25 % en 2022 (point d'étape: 15,75 % en 2012)	11,7 %
Part de marché du fret non routier à destination et en provenance des ports	23 %	46 % en 2015	23,1 % en 2010

Source : Conseil National du débat sur la transition énergétique, Groupe de travail n° 1 « Sobriété et efficacité énergétique »)

B - L'évolution de la consommation d'énergie

De 1990 à 2011 la consommation énergétique des transports est passée de 40,8 Mtep à 50 Mtep, avec une grande stabilité depuis les années 2000. Par contre, la proportion des transports par rapport aux autres secteurs de consommation énergétique a crû continûment comme le montre le graphe ci-dessous. Il est ainsi clairement démontré que les progrès en termes de sobriété énergétique ont été nettement moins significatifs que dans les autres secteurs d'activités.

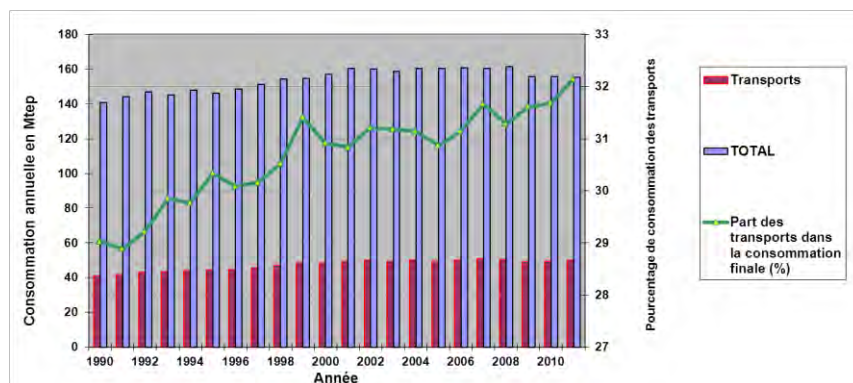


Figure 35. Evolution de la consommation énergétique finale des transports. Le total, utilisé aussi pour le pourcentage, est hors secteur de l'énergie. Les données sont corrigées du climat. L'électricité consommée est comptabilisée selon la méthode du "contenu énergétique à la consommation", avec le coefficient 0,086 tep/MWh (Cour des comptes, d'après les données du SOEs, année 2002 corrigée pour la sidérurgie)

C - La route est le plus grand émetteur de gaz à effet de serre

Les transports sont en France le premier secteur d'activité responsable d'émissions de GES. Ils représentent plus de 138 MteqCO₂ en 2011 soit près de 27 % des émissions nationales à eux seuls. Après une forte croissance entre 1990 et 2004 (+21 %), les émissions du secteur des transports ont diminué jusqu'en 2008 et se sont maintenues à un niveau stable depuis cette date.

En ce qui concerne les émissions directes liées à la combustion du secteur des transports, le transport routier en représentait en 2011 près de 94,8 %, 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 car 2 % et les deux roues motorisés 1,2 %.

D - L'atténuation des émissions de GES dans les transports est insuffisante pour atteindre les objectifs de la loi

Après une forte croissance entre 1990 et 2004 (+21 %), les émissions du secteur des transports ont diminué jusqu'en 2008 et se sont maintenues à un niveau stable depuis. En 2010, la réduction de GES est de -5,6 %, tous transports confondus, par rapport à l'année de référence 2005. Le transport routier a réduit ses émissions de GES de 6 % alors que les autres modes de transports ont augmenté de 2,8 % (le secteur aérien augmentant de 14 % alors que le maritime et le fluvial ont baissé de plus de 20 %).

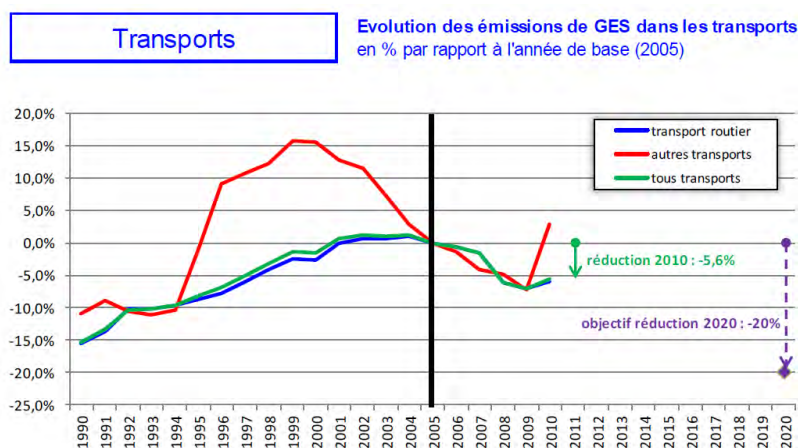


Figure 36. Evolution des émissions de GES dans les transports.

Source : CITEPA SECTEN Inventaires 2012,

En ce qui concerne le CO₂, il est utile de reprendre les données totales depuis 1990 d'émission de CO₂ du dernier inventaire du CITEPA en ce qui concerne le trafic routier et de les comparer à l'intensité d'émission, c'est-à-dire le rapport des émissions au PIB (en monnaie constante). C'est ce qui est reporté dans le graphe de la figure ci-dessous. Toutes les données y sont normalisées aux valeurs de l'année 1990.

Alors que les émissions totales de CO₂ croissent jusqu'en 2000 pour ensuite baisser puis se stabiliser à 10 % au-dessus de la valeur de 1990, on note la baisse de l'intensité d'émission (par rapport au PIB) à partir du milieu des années 90 et la stagnation à partir de 2008 à 80 % de

la valeur de 1990. La figure reporte aussi les émissions par km parcouru, respectivement pour les voyageurs et pour le fret.

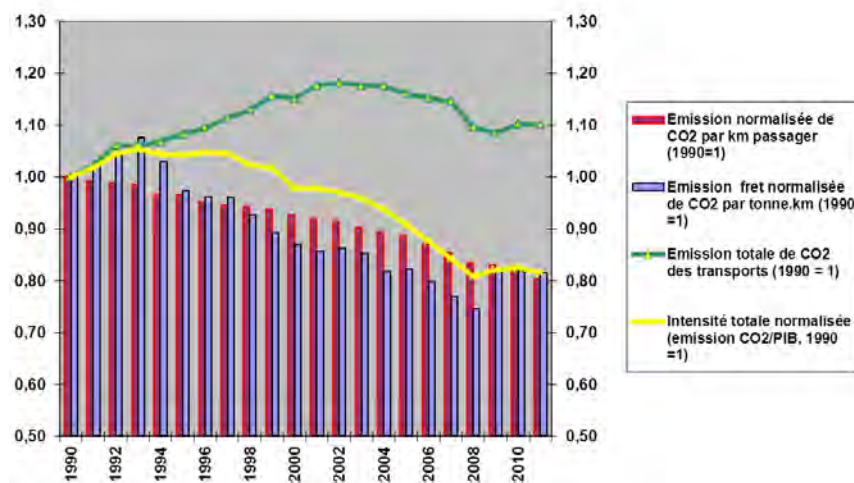


Figure 37. Evolution des émissions de CO2 provenant du transport routier, normalisé à l'année 1990 (Cour des comptes d'après les données du CITEPA de mars 2013).

Tandis que les émissions pour le transport routier des voyageurs baissent continûment au km parcouru, il n'en n'est pas de même pour le fret routier dont l'intensité 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.

Les mêmes données, sont reproduites ci-dessous normalisées à l'année 2005, référence pour les directives européennes et pour la loi Grenelle I en matière de transports, avec la cible de réduction des émissions du secteur de 20 % d'ici 2020 par rapport à 2005, afin de revenir au niveau de 1990.

Les progrès sur le transport routier passager peuvent être rapprochés de la baisse des émissions des voitures neuves, avec une accélération de ces baisses à partir de 2007, année d'introduction du bonus-malus, comme le montre le graphe ci-dessous.

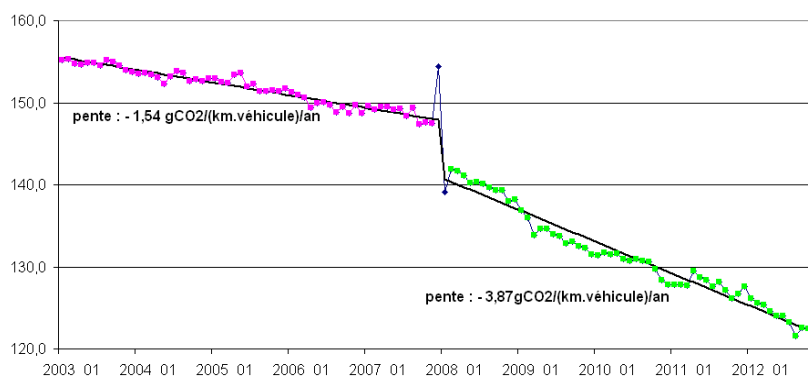


Figure 38. Émissions moyennes de CO₂ des voitures particulières neuves (g/km). Données corrigées des variations saisonnières.
Source : rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS), mars 2013

Les progrès les plus sensibles ont concerné les voitures particulières qui ont modéré leurs émissions unitaires en partie par 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.

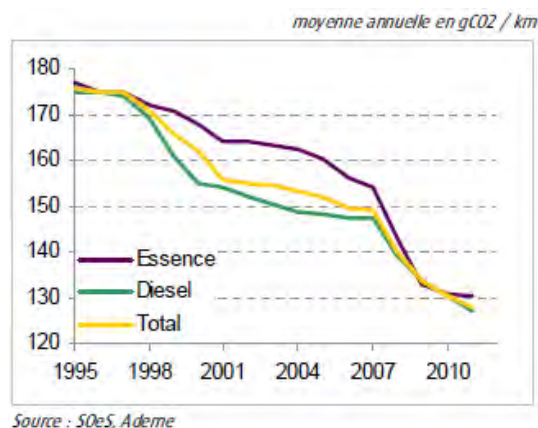


Figure 39. Émissions de CO₂ selon le véhicule et la motorisation
(Source « Le facteur 4 en France », Rapport du CGEDD, mars 2013)

Entre 2005 et 2012, les émissions du secteur ont baissé de 0,82 % en moyenne par an. À titre de comparaison :

- pour atteindre l'objectif de -20 % en 2020, les émissions devraient diminuer avec un taux moyen par an de -1,1 % jusqu'en 2020 ;
- dans le cadre d'une trajectoire menant à une division par 4 des émissions de GES en 2050 relativement à 1990 pour l'ensemble des secteurs, le Comité présidé par M. de Perthuis « *trajectoires 2020 - 2050 vers une économie sobre en carbone* » a estimé que les émissions du secteur des transports en France devraient baisser de 65 % entre 1990 et 2050, soit un taux de réduction de 2,7 % en moyenne par an jusqu'en 2050 par rapport au niveau enregistré en 2005.

En 2011, la consommation énergétique dans les transports a produit 132,5 MteqCO₂, pour une cible de 119,5 à atteindre en 2020.

E - Respect des directives du PEC mais pas des engagements nationaux

La Cour avait, dans son rapport de janvier 2012, montré l'impossibilité d'atteindre les cibles nationales d'incorporation (cf. Figure 34) et publiait les incorporations réalisées :

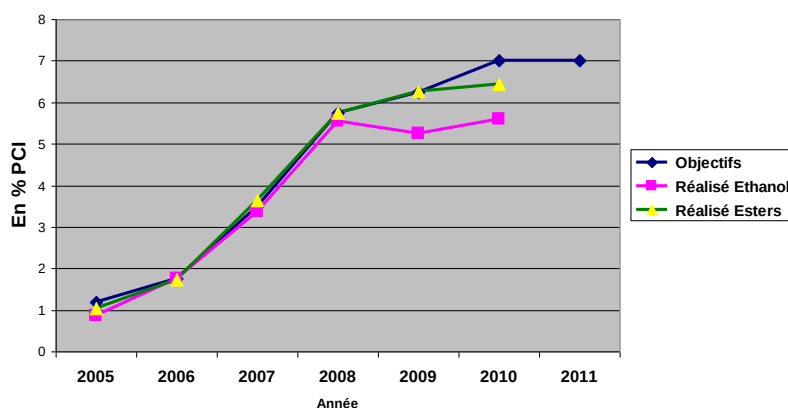


Figure 40. Chiffres des incorporations 2005 à 2010 pour l'éthanol et le biodiesel (Source : Cour des comptes, 2012)

En 2011 et 2012, les incorporations sont restées stables, le biodiesel atteignant presque sa cible de 7 % en comptant le biodiesel consommé par la SNCF (sans en tenir compte au dénominateur) et appliquant la règle du double comptage pour les huiles issues des déchets (équarrissage et huiles usagées).

F - La sobriété des véhicules constituera la part majeure de réduction du CO₂ en 2020

Afin de disposer d'un outil d'aide à la décision, le MEDDE a développé un outil de quantification des réductions d'émissions de GES permettant une évaluation de l'impact des principales politiques et mesures de manière individuelle, outil appelé SceGES pour "scénarisation des émissions de GES".

Le « module transport » traite de tous les types de transport : transport routier, transport aérien, transport ferroviaire et transport fluvial. Le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de mars 2013 explicite les détails des modèles et produit les émissions évitées grâce à chacune des mesures exposées plus haut. Ci-dessous sont reportées celles ayant trait aux transports :

Tableau n° 19 Estimation de l'impact en 2020 des mesures pour le transport

Mesures	MteqCO ₂ évitées		% 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

En 2020, l'impact est faible puisque les émissions évitées seraient de l'ordre de 12 MteqCO₂ sur un total de 138 en 2011 pour les transports, soit moins de 9 %. Ces chiffres déjà faibles peuvent aussi être mis en

doute car la mesure la plus efficace, la sobriété des voitures neuves, est de plus entachée d'une déviation croissante de la consommation avancée par les constructeurs par rapport à la réalité observée.

Ces estimations doivent encore être tempérées en ce qui concerne les objectifs 2020 car certaines des mesures telles que les constructions de nouvelles infrastructures de transport sont génératrices d'une augmentation transitoire d'émission de CO₂. Ces émissions apparaissent non dans les transports mais dans le secteur industriel.

G - Des résultats mitigés sur les changements de comportement

Les changements de comportements des voyageurs et des entreprises sont également des objectifs poursuivis par les mesures de politique des transports mises en place par l'État et les collectivités territoriales.

1 - Des cibles non atteintes pour le transfert modal du fret

La part modale du non-routier et du non-aérien dans le transport de fret est de 11,7 % en 2011, loin des objectifs de 15,75 % en 2012 et de 25 % en 2022 fixés par la loi Grenelle I. Les résultats 2012 ne montrent pas de progrès.

Tableau n° 20 : Transports intérieurs terrestres par mode

Niveaux en milliards de t-km, évolutions en %

	2010	2011	2012	2012/ 2011
Transport ferroviaire	30,0	34,2	32,2	-5,9
<i>hors transit</i>	28,3	32,0	29,1	-9,1
<i>dont national</i>	22,6	25,4	21,8	-14,0
Transport routier	311,6	315,9	302,2	-4,3
Pavillon français	196,3	200,5	187,5	-6,5
National (PTAC > 3,5t)	164,4	168,3	155,2	-7,8
<i>Compte propre</i>	29,9	32,2	29,2	-9,3
<i>Compte d'autrui</i>	134,5	136,1	126,1	-7,4
International (PTAC > 3,5t)	10,0	9,7	9,3	-4,5
National (PTAC < 3,5t)	21,9	22,5	22,9	2,0
Transit	0,1	0,1	0,1	0,0
Pavillon étranger	115,2	115,4	114,7	-0,6
Transit	53,9	53,5	53,2	-0,5
International	55,1	55,7	55,4	-0,5
Cabotage	6,2	6,3	6,1	-2,1
Transport fluvial	8,1	7,9	7,7	-1,6
<i>dont national</i>	5,0	5,0	4,9	-2,9
TOTAL	349,6	358,0	342,1	-4,4
<i>national</i>	220,1	227,4	211,0	-7,2
<i>international</i>	129,4	130,4	131,0	0,4
<i>Oléoducs</i>	17,6	17,2	15,5	-9,9
TOTAL yc Oléoducs	367,2	375,2	357,6	-4,7

Source : SOeS, VNF, DGEC

Source : Comptes de transports en 2012

Le tableau ci-dessus montre le fret terrestre baisse qu'en 2012 (de 7,4 % après une croissance de 3,4 %) et retrouve un niveau comparable à celui de 2009. Tous les modes de transport sont en forte baisse : ferroviaire (-13,9 %), routier (-6,6 %), oléoducs (- 9,9 %). Le transport fluvial résiste mieux grâce à des reconstitutions de stocks de charbons dans des centrales électriques thermiques (- 2,9 %). La baisse du fret national terrestre est plus importante que la baisse d'activités des branches utilisant le transport, agriculture, industrie, commerce, construction (- 0,7 %).

Un engagement national pour le fret ferroviaire lancé en septembre 2009 comportait huit axes pour redynamiser le fret ferroviaire : créer un réseau orienté fret, créer un réseau d'autoroutes ferroviaires cadencées, aider au développement du transport combiné, développer les opérateurs ferroviaires de proximité, développer le fret ferroviaire à grande vitesse

entre les aéroports, supprimer les goulets d'étranglement sur les principaux points de congestion du réseau ferré national, améliorer la desserte ferroviaire des grands ports français, moderniser la gestion des sillons. Les actions spécifiques pour le fret ferroviaire se poursuivent.

Le transfert du fret a été un échec jusqu'à présent. Les mesures n'étant pas différentes de celles du passé, la situation n'a pas plus de chance d'évoluer favorablement.

2 - Des cibles de transports collectifs pour le transport voyageur

Pour les transports de voyageurs, l'État s'est fixé l'objectif de porter la part modale des transports collectifs à 17 % de l'ensemble des déplacements en ville. Un ajustement de séries a été rendu nécessaire en raison de nouvelles sources de données disponibles, afin qu'elles continuent de refléter au mieux la réalité à estimer. Le résultat de l'année 2011 chiffre à 16% la part modale des transports collectifs. Les prévisions pour 2012, en absence de résultats définitifs, évaluent provisoirement à 16,5 % la part modale des transports collectifs. L'évolution de la part d'usage des transports en commun est bien orientée. Le transport collectif a augmenté de 0,8 % en 2010 et de 3,3 % en 2011.

Les communes ou leurs groupements qui sont les autorités organisatrices de transport urbain disposent de deux outils privilégiés pour mesurer l'évolution des parts modales dans les villes : les enquêtes ménages déplacement (EMD) et l'évaluation des plans de déplacements urbains (PDU). Au milieu des années 2000, les EMD de Lille et Lyon ont mis en évidence une diminution de la mobilité et de la part modale de la voiture et cette tendance a été confirmée par la suite dans certaines agglomérations (Nice, Strasbourg) et d'autres connaissant une relative stabilité (Bordeaux, Rouen, Reims).

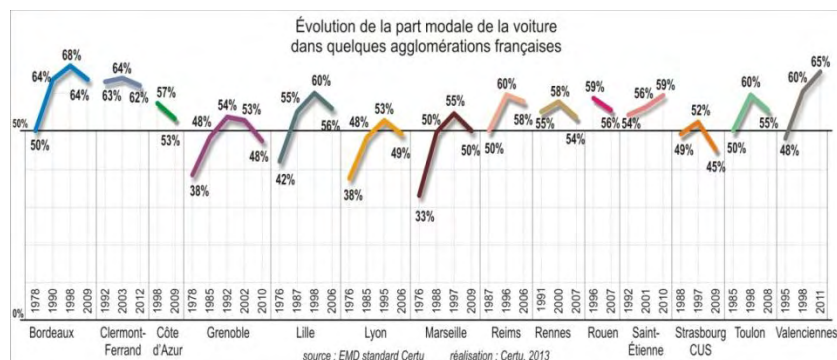


Figure 41. Évolution de la part modale de la voiture dans quelques agglomérations (Source : DGEC)

H - Le SNIT : désormais retardé et hiérarchisé, il a un effet négligeable en GES évité malgré un coût total de 245 Md€

Le Schéma National des Infrastructures de Transport (SNIT) qui a fait l'objet d'un réexamen par la Commission Mobilité 21 prévoyait à l'horizon 2030 :

- l'extension du réseau routier à caractéristique autoroutière d'environ 1570 km ;
- le développement du réseau ferroviaire à grande vitesse de 4250 km ;
- le développement du réseau fluvial à grand gabarit de 360 km ;
- la mise en services d'autoroutes ferroviaires et maritimes ;
- l'augmentation de la vitesse commerciale des trains de fret de 20 % par rapport à celle constatée en 2010 sur le réseau orienté fret principal.

Le nouveau schéma n'étant pas encore complètement décidé, l'évaluation menée ici repose sur le projet de SNIT élaboré précédemment. Les principaux résultats de l'évaluation à l'horizon 2030 tels que détaillés dans le rapport sur les mécanismes de surveillance de mars 2013, sont portés dans le tableau suivant :

Tableau n° 21 Evaluation du schéma national des infrastructures de transport (SNIT) à l'horizon 2030

Critères	Schéma SNIT
Rééquilibrage des parts modales	20 % de fret non-routier (contre 18 % en référence) Un peu plus de 30 % de voyageurs non-routiers et non-aériens (gain de 3 % de part de marché par rapport à la référence) Transferts modaux : route : 6 G voy.km et 1 G PL.km aérien : 5 G voy.km
Réduction des émissions de CO ₂ des transports	2 à 3 Mt CO ₂ annuelles en 2030 (100 à 150 MtCO ₂ en cumulé sur 50 ans)
Qualité du service rendu par les réseaux	vitesse ferroviaire moyenne : +10 % en voyageurs et +2 % pour le fret

Source : Rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) 2013

La simulation réalisée par le CGDD⁵⁰ indique pour les trafics interurbains une économie d'un peu plus de 2 MtCO₂ par an à l'horizon 2030 par rapport au scénario de référence à horizon 2030. L'évolution des émissions unitaires retenue dans cette évaluation s'appuie sur des analyses prospectives par secteur :

- pour les véhicules particuliers (VP), l'hypothèse retenue est cohérente avec l'objectif fixé par la loi Grenelle du 3 août 2009 (120 gCO₂/km en 2020 pour l'ensemble du parc) et avec l'objectif indicatif de l'UE de 95 gCO₂/km pour les VP neufs à l'horizon 2020. Les émissions des VP pour 2030 ont donc été fixées à 100 grammes de CO₂ par véhicule.kilomètre (veh.km) pour l'ensemble du parc VP (soit une baisse supérieure à 2 %/an alors que la tendance historique est une baisse de l'ordre de 1 %/an) ;
- pour les poids lourds, contraints par le poids de leur chargement, les émissions unitaires sont supposées décroître au même rythme que celui constaté dans le passé, soit -0,4 %/an ;
- pour le transport aérien, les émissions unitaires aériennes en 2030 sont supposées de l'ordre de 90 gCO₂/pass.km, correspondant à une baisse de 30 % par rapport à aujourd'hui.

Il a été estimé l'économie globale de CO₂ due aux projets ferroviaires inscrits SNIT à un peu plus de 100 Mt sur 50 ans. Ce montant est à comparer aux émissions associées à la construction de l'ensemble des infrastructures correspondantes, évaluées à environ 30 à 50 MtCO₂. En moyenne, le bilan carbone net de ces infrastructures nouvelles deviendrait donc positif après une quinzaine d'années d'exploitation. L'impact des projets ferroviaires inscrits au SNIT sur les émissions de GES apparaît relativement bas.

En 2012, l'émission liée aux trafics de marchandises et de voyageurs est estimé à de l'ordre de 60 MtCO₂ ; en 2030, en prenant en compte la croissance du trafic mais en laissant tous les autres paramètres inchangés, elle dépasserait 90 MtCO₂ ; le progrès technologique (la baisse des émissions unitaires) permettrait d'abaisser cette émission d'environ 23 Mt et le SNIT d'environ 2 Mt.

⁵⁰ Rapport environnemental – SNIT – 18 février 2011 – Avant-projet consolidé.

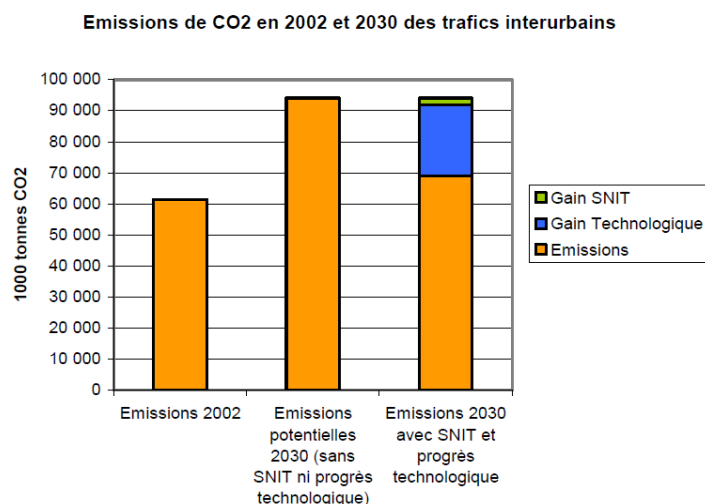


Figure 42. Trajectoire prévisionnelle des émissions de CO₂ en 2020 et 2030 et origine des gains en CO₂ des trafics interurbains

Le gain en CO₂ évité généré par le SNIT est donc globalement extrapolé en ordre de grandeur à une centaine de millions de tonnes sur 50 ans. Le champ couvert par cette estimation issue des études de projets suffisamment avancés est cependant partiel, et ne comprend pas les LGV que le CNIT prévoyait de lancer après 2020. Un redressement simplement proportionnel au prorata des linéaires donnerait 1,5 à 2 MtCO₂ d'économies supplémentaires par an. Mais il faut tenir compte du fait que ces LGV auront tendance à avoir des trafics moindres que les premières, et que les émissions unitaires des véhicules seront moindres au moment de leur mise en service, celle-ci étant plus éloignée.

Le CGDD retient donc l'ordre de grandeur indicatif de 1 MtCO₂ d'économies annuelles supplémentaires. L'exploitation des études des projets fournit donc une estimation globale de 150 MtCO₂ évités sur la durée conventionnelle de 50 ans utilisée pour l'étude des projets.

Un réexamen des affectations des dépenses à l'occasion du DPT 2014 sur la lutte contre le changement climatique, cache une rupture méthodologique dans l'affectation des dépenses à la politique pour le climat. En effet, prenant conscience des faibles retombées environnementales de la programmation sur les transports, au lieu de retenir une part forfaitaire de 50% des dépenses de fonctionnement et des infrastructures de transport, le calcul part désormais 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, par rapport aux estimations précédentes, le coût affecté au PEC de la politique des transports : ainsi, 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

V - Des coûts peu maîtrisés

A - Le bonus-malus automobile n'est pas équilibré

Créé en 2008, le compte de concours financiers (CCF) utilisé comme support budgétaire de la mission a été remplacé en 2012 par un compte d'affectation spéciale (CAS) en vue de retrouver l'équilibre financier initialement prévu par le législateur. Ce compte est alimenté par le produit du malus appliqué lors de la première immatriculation des véhicules les plus polluants.

Depuis la création du dispositif en 2008, le montant des dépenses exécutées s'est révélé beaucoup plus élevé que celui prévu initialement, alors que le niveau des recettes, au contraire, a été nettement en retrait par rapport à celui espéré, révélant ainsi un déséquilibre structurel du dispositif. Dès lors, le dispositif a généré entre 2008 et 2011 un déficit cumulé de 1,46 Md€.

En 2012, pour la première fois depuis sa création, le dispositif apparaît équilibré financièrement, alors même qu'il existait 27 M€ d'impayés à la fin de l'année 2011. Les dépenses ont représenté au travers des deux programmes, le « bonus » et le « super bonus », un montant de 229,6 M€ en 2012, soit 1,9 % de moins que les crédits ouverts en loi de finances initiale. La réalisation des recettes s'élève pour sa part à 230,4 M€, soit en retrait de 1,5 % par rapport à la LFI.

Le dispositif créé pour cinq ans devait prendre fin en 2012. La prolongation du dispositif d'aide à l'acquisition de véhicules propres s'inscrit en 2013 dans le cadre du plan de soutien au secteur automobile. Au 1^{er} août 2012, le barème des bonus a été revalorisé. Compte tenu du délai de remboursement des bonus, ce changement du dispositif n'a eu que très peu d'impact sur la dépense 2012.

Un montant de 226 M€ consommé par le programme 791 en 2012 a été dédié au paiement des bonus (204 M€) et des frais de gestion de l'ASP (1 M€), laissant un solde de trésorerie positif (21 M€) à l'ASP. Cette trésorerie a pour vocation de couvrir les dépenses de début 2013 qui

seront constituées majoritairement des paiements de bonus de 2012, le traitement d'une partie des dossiers ayant été reporté en 2013.

Toutefois, la loi de finances pour 2013 prévoit d'ores et déjà un déficit de 50 M€ pour 2013, soit 12,4% du montant des crédits. Ce déficit sera financé par un versement devant avoir lieu directement depuis le programme 174 vers l'ASP. Le CAS ne sera donc pas formellement déficitaire, mais le dispositif le sera, contrevenant en cela à l'esprit dans lequel il a été créé.

B - L'aide aux biocarburants

La politique d'aide aux biocarburants a été étudiée de manière très détaillée dans le rapport d'évaluation de la Cour des comptes de janvier 2012. L'évaluation avait montré que l'État avait supporté le programme biocarburant avec un total d'exonération fiscale de 2,7 Md€ sur la période 2005-2010.

Enfin la Cour avait fait un bilan du coût pour l'État de cette aide aux biocarburants à travers l'exonération partielle de TICE et ce que cela coûtait aussi aux consommateurs. Elle notait ainsi que sur la période de référence 2005- 2010) le cumul de réduction de TICE avait été de 1,8 Md€ pour la filière biodiesel et de 0,85 Md€ pour la filière éthanol, soit au total 2,65 Md€. La Cour recommandait entre autres de redéfinir, de façon réaliste, les cibles d'incorporation des biocarburants afin qu'elles soient adaptées aux contraintes techniques aussi bien de la distribution (adaptation des réseaux) que des motoristes. Elle recommandait aussi d'accélérer la réduction de la défiscalisation TIC, tout en maintenant l'écart existant entre la filière biodiesel et la filière éthanol jusqu'à l'extinction de la défiscalisation, qu'il conviendrait d'envisager sans nouvel agrément pour 2015.

La Cour avait aussi déterminé que l'État n'avait en fait eu à supporter qu'un manque à gagner de 0,8 Md€ du fait de rentrées supplémentaires de taxes provenant de la consommation plus élevée des biocarburants réglés par les consommateurs à leur insu.

Sur la même période, les deux filières, biodiesel et éthanol, avaient bénéficié d'aides totalisant 2,6 Md€, dont les 2/3 sont allés à la filière biodiesel.

Alors que la Cour avait recommandé de ne pas renouveler les agréments, comme indiqué plus haut (page 156), ceux-ci ont été prolongés jusqu'en 2015.

Le tableau suivant qui explicite le total des exonérations pour l'ensemble des deux filières reprend les données de la Cour des comptes de 2005 à 2010 et pour 2011 à 2013 celles de l'annexe "Voies et moyens, Tome II dépenses fiscales" du PLF 2013 :

Tableau n° 22 Dépense fiscale correspondante à l'exonération de TICE pour les biocarburants

Année	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Dépense fiscale (M€)	152	259	500	719	521	445	270	250	250
Cumul	152	411	911	1631	2152	2597	2867	3117	3367

(Cour des comptes pour 2005 à 2010, PLF 2013 pour 2011 à 2013)

C - Le SNIT

Dans son référé sur l'impact budgétaire et fiscal du Grenelle de l'environnement de novembre 2011, la Cour indiquait aussi que sur la période 2008-2013, les coûts bruts du Grenelle de l'environnement avaient été estimés à 135,3 Md€ et que la part des transports y étaient de 16 Md€. Elle estimait qu'entre 2009 et 2011, les crédits de paiements mobilisés ne permettaient couvrir que 15 %, les engagements pris dans le domaine des transports. À la fin de l'année 2011, les restes à payer liés au volet transport du Grenelle s'établissaient à 5,18 Md€⁵¹.

Le décaissement des crédits de paiement est cependant étalé dans le temps par le recours aux contrats de concession et de partenariat, les derniers paiements ne devant intervenir qu'en 2036. Les décaissements les plus importants pour couvrir les engagements pris pour la période 2009-2011 se feraient entre 2018 et 2020, à hauteur de 424 M€. Or, la seule éco-redevance poids lourds devrait contribuer au financement de l'Agence de Financement des Infrastructures de Transport (AFITF) à hauteur de 900 M€ par an.

Le référé considérait que si les dépenses engagées dans le cadre du Grenelle étaient, à l'époque, proportionnées à la nouvelle recette affectée à l'AFITF si celle-ci est bien mise en œuvre, ces engagements financiers n'étaient pas suffisants pour respecter l'engagement de lancer 2 000 km de LGV avant 2020 et 2 500 km supplémentaires au-delà.

⁵¹ Sur l'ensemble du Grenelle, les « restes à payer » représentent 5,9 Md€. L'AFITF fait, quant à elle, face à des restes à payer d'un montant de 15,3 Md€ à la fin de l'année 2011.

La Cour notait qu'un programme comme le SNIT « aurait un coût de 260 Md€, dont 166 Md€ de développement, sur 25 ans. Près de 86 Md€, soit 32,8 %, seraient à la charge de l'État et 97 Md€, soit 37,2 %, à celle des collectivités territoriales. Ce programme aurait donc un coût annuel moyen pour l'État de 3,4 Md€, alors que le gouvernement estime que l'AFITF devrait disposer de 2 Md€ de ressources annuelles, lorsque l'éco-redevance poids lourds sera mise en œuvre. Ce schéma n'est donc pas soutenable budgétairement. »

Le SNIT nécessiterait un investissement à hauteur de 245 Md€ sur 25 ans. Ce schéma n'étant plus compatible avec l'objectif de retour à l'équilibre des finances publiques, le gouvernement a mis en place une Commission Mobilité 2 pour hiérarchiser les grandes infrastructures. Les résultats des travaux de cette commission, publiés en juin 2013, devront servir à l'élaboration d'un nouveau schéma national de mobilité durable. Le rapport hiérarchise les projets en deux scénarios tous deux financièrement contraints 1) aux rentrées prévus de l'AFIT et 2) à un supplément annuel de l'État de 400 M€. La plupart des projets dont les lignes ferroviaires rapides, sauf peut-être la LGV Bordeaux-Toulouse, sont reportées à au-delà 2030.

D - Les projets d'infrastructures feront désormais l'objet d'une évaluation encadrée et renouvelée

Dans ce domaine, la référence est l'instruction-cadre du ministère des transports relative à l'évaluation économique des grands projets d'infrastructure de transport du 25 mars 2004 (mise à jour le 27 mai 2005), qui prévoit la réalisation d'un bilan socio-économique global, prenant en compte les coûts et les bénéfices de tous les acteurs et secteurs de la collectivité.

Sur ce point, il convient de noter qu'un nouveau référentiel d'évaluation des projets de transport est en préparation. L'objectif du nouveau référentiel est de proposer une méthode d'évaluation des projets de transports allant vers une prise en compte du développement durable. Il permet d'appliquer les dispositions des articles L1511-1 à L1511-6 du Code des transports. Il propose une démarche multicritères pour prendre en compte les effets sociaux, économiques et environnementaux en s'appuyant notamment sur les résultats des évaluations environnementales. L'interaction entre l'élaboration et l'évaluation des projets s'en trouve améliorée. Les effets sociaux et redistributifs des projets seront mieux pris en compte.

L'évaluation s'articule autour d'une analyse stratégique et d'une analyse multicritères non pondérée des effets attendus des options et

variantes de projet par rapport à une option de référence. Une synthèse de l'évaluation est établie avant chaque concertation ou consultation.

VI - Investissement d'avenir et autres programmes de recherche

A - Des dispositifs de recherche diversifiés

Les dispositifs de recherche existants portant sur la réduction des GES dans le domaine des transports, l'efficacité énergétique de façon générale et l'utilisation des énergies renouvelables reposent essentiellement sur des programmes d'investissements d'avenir dont la gestion a été confiée à l'ADEME et à l'ANR, ainsi que sur les autres financements de ces deux agences, le financement des opérateurs de recherche dans le cadre de leurs contrats d'objectif (CEA, CNRS, IFP, IFSTTAR,...) et ceux du Fonds unique interministériel (FUI) et des autres fonds dont la mobilisation est coordonnée dans le cadre du PREDIT.

B - Programme « Investissements d'avenir » (PIA)

Lancé en décembre 2009, le programme d'investissements consacre environ 35 Md€ à la formation, à l'enseignement supérieur, à la recherche, aux filières industrielles, aux PME, au numérique et au développement durable. L'État a notamment confié à l'ADEME le programme « véhicules du futur » doté de 950 M€. Sur la base des feuilles de routes thématiques, l'ADEME a lancé des appels à manifestations d'intérêt (AMI) pour participer à leur financement (sous formes de subventions, d'avances remboursables ou d'interventions en capital) dans un objectif systématique de retours financiers pour l'État.

1 - Programme « Véhicules du futur »

Les appels à manifestation d'intérêt (AMI) s'inscrivent dans une optique de réduction des GES et d'efficacité énergétique dans le domaine en recherchant notamment des innovations dans les domaines suivants :

• Véhicules routiers et systèmes de transports (700 M€): - électrification partielle (hybride et hybride rechargeable) ou totale (véhicules électriques) de la chaîne de traction, - développement et le déploiement de nouveaux concepts, de composants efficaces pour la motorisation et les auxiliaires dédiés, - mise en œuvre d'architectures visant un allègement important des véhicules, - optimisation des motorisations thermiques (moteurs à combustion interne, systèmes de post-traitement, utilisation de carburants dits alternatifs ...) - développement d'applications liées à l'hydrogène énergie et/ou aux piles à combustible, - optimisation des systèmes de mobilité et logistique (notamment expérimentations de services alternatifs à la voiture particulière ou au transport routier de marchandises)
• Navires et bateaux (100 M€): - réduction de la résistance à l'avancement - amélioration de la fonction de propulsion - intégration d'énergies renouvelables (notamment GNL)
• Transports ferroviaires (150 M€): - optimisation des motorisations et des fonctions consommatrices d'énergie - allègements de matériaux

2 - Programme « démonstrateurs et plateformes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte »

De manière complémentaire au programme Véhicule du futur, le programme « démonstrateurs et plateformes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte » traite la problématique des biocarburants. L'AMI 2011 « biocarburants avancés » est destiné à contribuer à rendre la production des biocarburants avancés (liquides ou gazeux) opérationnelle et compétitive commercialement à l'horizon 2020 et à plus long terme.

3 - Instituts d'excellence en matière d'énergies décarbonées (IEED)

1 Md€ est consacré à ce programme de soutien à la création de plates-formes interdisciplinaires dans le domaine des énergies décarbonées, rassemblant les compétences de l'industrie et de la recherche publique dans une logique de co-investissement public-privé, dans le but de renforcer les écosystèmes constitués par les pôles de

compétitivité. Dans le cadre du 2^{ème} appel à projet, le dossier de Vedecom à Satory, dans le domaine des transports terrestres et de l'écomobilité, est un partenariat public-privé qui bénéficiera d'une dotation de 54,1 M€ de l'État.

4 - Les Labex, Idex et Equipex financés par l'ANR

Plusieurs projets retenus dans les secteurs de l'énergie, de l'informatique et de l'environnement incluent un volet efficacité énergétique des transports. À titre d'exemple, peuvent être cités les labex FuturUrbains, et le labex UCN@Sophia qui inclut des expérimentations d'utilisation de services numériques pour le développement des transports intelligents.

5 - Le programme de l'ANR : Transports, durables et mobilités (TDM)

Le programme **TDM 2013 de l'ANR** s'inscrit dans la vision du « véhicule décarbonné ». Il est dédié à des recherches sur les briques élémentaires nécessaires aux avancées technologiques dans les transports, ainsi qu'aux interfaces et dispositions organisationnelles permettant de les arranger en systèmes. TDM s'articule avec le PREDIT 4 et se veut complémentaire du PIA Véhicule du futur qui a un rôle « intégrateur ».

Les objectifs du programme TDM sont, entre autres, d'augmenter l'efficacité énergétique des véhicules et des systèmes de transport et de réduire leurs impacts sur l'environnement en termes de gaz à effet de serre et de polluants locaux. Les impacts environnementaux attendus se situent en termes d'efficacité énergétique et d'émission de polluants.

6 - Le PREDIT 4 et le GO1

Le Predit est un programme de coordination des politiques de recherche et d'innovation sur les transports terrestres entre les trois ministères chargés du développement durable (MEDDE, MinEIE et MESR) et trois agences (ANR, ADEME et OSEO). Lancé en mai 2008, le Predit 4 a fait l'objet d'un protocole d'accord qui porte sur la coordination de 400 M€ de crédits incitatifs.

Le groupe opérationnel 1 « Énergie et Environnement » a pour thématiques principales de recherche : le développement des **motorisations décarbonnées, l'amélioration des performances énergétiques et environnementales des moteurs thermiques, l'analyse et la réduction de la pollution de l'air à l'échelle locale et régionale,**

du bruit, des impacts sur les écosystèmes et les paysages des transports terrestres. L'objectif principal du GO1 est « d'apporter des briques pour le développement des véhicules à très hautes performances énergétiques et environnementales. ». Le GO1 a financé 421 projets (154 M€ d'aides incitatives) de 2008 à 2012.

7 - Fonds Unique Interministériel (FUI)

Pour sa part, le Fonds Unique Interministériel (FUI) est un programme destiné à soutenir la recherche appliquée, pour aider au développement de nouveaux produits et services susceptibles d'être mis sur le marché à court ou moyen terme. Il permet de financer les projets de recherche et développements collaboratifs (grandes entreprises, PME, laboratoires) des pôles de compétitivité.

8 - Financements des programmes 172 et 190

Les opérateurs de recherche de l'État disposent également de financement au titre de leurs contrats d'objectif, notamment par les programmes 172 (recherches scientifiques et technologiques pluridisciplinaires) et 190 (recherches dans les domaines de l'énergie, du développement et de l'aménagement durables). Par exemple, le contrat d'objectif et de performance entre l'État et l'IFP « Énergies nouvelles 2011-2015 » cible notamment le soutien de développements des technologies de conversion de la biomasse en carburants de deuxième et troisième génération, et la mise au point de motorisations à faibles émissions de CO₂. Le contrat d'objectifs et de performance État-CEA couvrant la période 2011-2013 traduit la montée en puissance des recherches sur les procédés de stockage de l'énergie (batterie pour véhicules, piles à combustibles).

9 - Aide au déploiement des véhicules électriques et hybrides rechargeables

Le déploiement des véhicules électriques et hybrides rechargeables constitue une opportunité économique et environnementale pour la France. Le plan national de déploiement de cette filière, renforcé dans le cadre du plan automobile présenté le 25 juillet 2012, prévoit la mise en circulation de 2 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables d'ici à 2020.

Le dispositif d'aide à l'acquisition des véhicules les plus respectueux de l'environnement a également été étendu aux administrations de l'État, ce dernier s'étant engagé à ce que 25 % des

voitures qu'il achète soient hybrides ou électriques, ce qui représente 1 500 exemplaires par an.

La direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) rappelle aussi que, dans le but d'accélérer le déploiement de l'infrastructure de recharge, le gouvernement a annoncé, le 3 octobre 2012, le lancement de la mission Hirtzman, qui s'inscrit dans le cadre du plan automobile.

Un budget total de 50 M€, sous forme de subventions, est ainsi alloué aux opérations soutenues dans le cadre des programmes de déploiement à grande échelle des infrastructures de recharge.

C - Ce que disent les scientifiques

1 - Les différents scénarios

L'Alliance ANCRE⁵² a, dans le cadre du débat sur la transition énergétique, proposé des scénarios énergétiques à l'horizon 2050 et les a rendus publics en avril dernier.

Dans ce travail de réflexion collective engagé dès l'été 2012, l'ANCRE a pris en considération dans ses scénarios de référence :

- l'objectif d'atteinte d'un facteur 4 de réduction des émissions de CO₂ liées à l'énergie, en cohérence avec l'engagement international de notre pays qui dépend encore à hauteur de 66 % des combustibles fossiles importés pour sa consommation finale d'énergie, ces importations contribuant pour près de 70 Md€ au déséquilibre de la balance commerciale en 2012 ;
- l'hypothèse du gouvernement d'une réduction de la part du nucléaire dans la production électrique nationale, de plus de 75 % actuellement à 50 % à l'horizon 2025.

Partant de ces éléments de cadrage extrêmement ambitieux, l'ANCRE a défini trois scénarios décrivant trois visions contrastées d'un futur énergétique décarboné pour la France en 2050 :

⁵² L'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE) créée le 17 juillet 2009, a pour mission de mieux coordonner et renforcer l'efficacité des recherches sur l'énergie menée par les organismes publics nationaux. Elle participe à la mise en œuvre de la stratégie française de R&D dans ce secteur. Elle regroupe l'ensemble des organismes publics de recherche du domaine : membres fondateurs : CEA, CNRS, CPU, IFPEN; membres associés : ANDRA, BRGM, CDEFI, CEMAGREF, CIRAD, CSTB, IFREMER, INERIS, INRA, IFSTTAR, INRIA, IRD, IRSN, LNE, ONERA.

- Un scénario « Sobriété renforcée » reposant essentiellement sur le triptyque sobriété poussée, efficacité énergétique renforcée et développement des énergies renouvelables ;
- Un scénario « Décarbonisation par l'électricité », fondé sur la combinaison d'un effort marqué d'efficacité énergétique et d'un accroissement dans les usages de la part de l'électricité, qu'elle soit d'origine renouvelable ou nucléaire ;
- Un scénario « Vecteurs diversifiés », misant sur l'efficacité énergétique, un renforcement limité des usages électriques, l'accent étant largement mis sur la diversification des sources et vecteurs d'énergies, et sur un rôle important des systèmes énergétiques intégrés développés localement.

Les trois scénarios sont construits sur la base des hypothèses retenues dans le scénario volontariste DGEC/Enerdata « AMS-O1 » en termes de croissances économique et démographique et d'objectifs en matière de maîtrise de la demande et d'évolution du mix énergétique :

- Post Grenelle avec mesures supplémentaires et objectif 2050 de facteur 4 ;
- La croissance économique 1,7 % par an en moyenne sur la période ;
- La population française s'accroît fortement, 75 Mhab en 2050 ;
- Les prix de l'énergie s'orientent à la hausse et le carbone est taxé (directement ou via les ETS).

L'exercice conduit par l'ANCRE permet d'attester de la faisabilité -théorique - d'une division par un facteur proche de 4 des émissions françaises de CO₂ liées à l'énergie d'ici 2050 et cela dans chacun des trois scénarios envisagés. Néanmoins, pour chacun d'entre eux, l'atteinte de cet objectif repose sur des paris portant d'une part sur la soutenabilité des efforts exigés (économiques et financiers, organisationnels, sociétaux) et, d'autre part, requiert la levée de verrous technologiques à un horizon rapproché. En outre, pour remplir complètement l'objectif « facteur 4 », chaque scénario doit miser sur une ou plusieurs révolutions technologiques et/ou organisationnelles majeures :

- capture et stockage du CO₂ (40 Mt d'ici 2050) ainsi que réseaux intelligents pour le scénario « Sobriété » ;
- stockage électrique de grande capacité (60 GW, 100 TWh) pour le scénario « Electricité » ;
- développement du chauffage urbain par récupération de la chaleur coproduite par les centrales électriques (200 TWh) pour le scénario « Vecteurs diversifiés ».

L'accumulation de ces hypothèses (ou conditions nécessaires) invite à une certaine prudence⁵³ et donc à devoir identifier des marges de manœuvre en cas de retard dans la réalisation des progrès nécessaires en matière de réalisation des investissements, de levée des verrous technologiques ...

2 - La place des transports dans ces scénarios

Pour les transports chacun de ces scénarios est associé à des hypothèses technologiques et des mesures précises :

Scénario	Mesures	Hypothèses technologiques, de mobilité et de fret, part des différentes énergies finales
Sobriété Renforcée (SOB)	• Modifications des comportements et des systèmes pour réduire ou transférer la demande (tarification, mode de possession...) • Amélioration de l'efficacité énergétique accrue et pénétration tendancielle des technologies	• Développement de véhicules serviciels adaptés aux parcours et à l'autopartage • Mobilité totale constante mais – 20 % mobilité par personne • Développement des modes alternatifs à la voiture • Augmentation modérée du trafic de marchandises et développement du feroutage (15 % du trafic, soit 75Gtkm en 2050) • Pénétration modérée des technologies alternatives

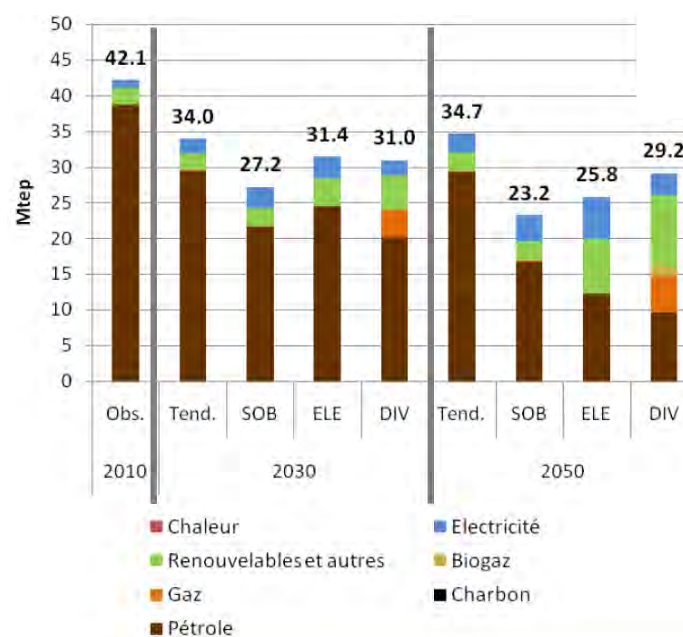
⁵³ Pour ANCRE, au regard de l'exigence du « facteur 4 », la réduction rapide de la part du nucléaire dans le mix énergétique constitue une contrainte particulièrement lourde : dans tous les scénarios, cette diminution est compensée par un accroissement très rapide du parc de production d'énergies renouvelables (dépassant par exemple les objectifs du Grenelle de l'environnement pour 2020) et par un recours accru aux centrales thermiques pour gérer l'intermittence de la production d'électricité d'origine renouvelable. La réduction importante de la dépendance énergétique du pays à laquelle conduisent les économies d'énergie et le fort développement des énergies renouvelables envisagés se trouve certes amoindrie par ce nécessaire recours, sans cependant être globalement remise en cause.

		- 25 % de véhicules électrifiés (VE et PHEV) dans le parc en 2050
Décarbonisation par l'électricité (ELE)	• Amélioration de l'efficacité énergétique accrue • Diffusion accélérée des motorisations électriques (EV, PHEV) et hydrogène	• Forte pénétration des solutions électriques - 2030 véhicules électrifiés représentent 65 % des ventes (1er véhicule = PHEV, 2ème véhicule = EV) - À partir de 2030 les livraisons intra-urbaine sont électriques (via politique publique) • Développement de l'Hydrogène - Couloir H2 pour les camions dès 2030 - Développement Bus H2, VP à partir de 2040 • Conservation des tendances - Passagers : +0.6 % / an jusqu'à 2050 (+25 % /2010) - Marchandises : +1.9% / an jusqu'à 2050 (+110% / 2010) • Conservation des répartitions actuelles entre modes • Fort développement des solutions électrique et hydrogène - 45 % de mobilité électrique (EV, PHEV) en 2050 - 10 % de mobilité H2 (FCEV) en 2050
Vecteurs diversifiés (DIV)	• Amélioration accrue et accélérée de l'efficacité énergétique des technologies • Développement de carburants à plus faible contenu carbone (GNV, LNG, bio-carburant)	• Amélioration de l'efficacité énergétique accélérée - véhicules 2l/100km se généralisent dès 2030 • Pénétration du gaz - 2030 : Couloir GNL pour les camions et flotte captive - 2050 : 50 % des Bus GNV, 25 % des VP • Développement massif des biocarburants (maintien 1G et développement 2G) - 2030 : Production x 2,5 (6Mtep) • Conservation des tendances - Passagers : +0.6 % / an jusqu'à 2050 (+25 % /2010) - Marchandises : +1.9 % / an

		<i>jusqu'à 2050 (+110 % / 2010)</i> • Conservation des répartitions actuelles entre modes • Diversification des solutions techniques et des carburants ; gains en efficacité énergétique accélérés - 25 % de mobilité électrique (EV, PHEV) en 2050 - fort développement du GNV - 40 % énergie de carburants liquides et gazeux ex biomasse
--	--	---

En ce qui concerne la part des énergies finales, malgré l'accélération de la mise sur le marché des technologies, en 2030 les carburants fossiles restent encore essentiels (part du mix >65 %). Ce n'est qu'en 2050 qu'ils seraient progressivement remplacés par les biocarburants, l'électricité, le gaz ou l'hydrogène.

Tableau n° 23 Consommation des transports par énergie pour 2030 et 2050 suivant les différents scénarios



(Source : Scénarios ANCRE Avril 2013)

	Economiques	Organisationnels	Technologiques
Sobriété Renforcée	Incitations économiques à la sobriété	Structuration d'une offre de service de mobilité multi-mode (pour les passagers et marchandises) Modifications de l'aménagement urbain (voies de bus, piste cyclable...) et des infrastructures routières	Développement de véhicules adaptés à l'usage (adaptation poids, motorisation et autonomie) Réduction de la consommation des véhicules
Décarbonisation par l'électricité	Investissements massifs dans les infrastructures de recharge des véhicules électrifiés et dans l'H2 Aide à la diffusion des nouvelles technologies (Electrique, H2)	Développements de réseaux électriques Développement d'une filière hydrogène carburant : production, transport, distribution (corridor et flotte captive dans un premier temps)	Baisse des coûts des PHEV, EV et FCEV Améliorations des performances des batteries (capacités, temps de recharge) Réduction de la consommation des véhicules
Vecteurs diversifiés	Investissements dans la production de biocarburants et la distribution de carburants gazeux Aide à la diffusion des nouvelles technologies (GNV, GNL)	Structuration d'une très importante filière biocarburant 2G liquide et gazeux Développement d'une filière GNV et GNL carburant : compression/liquéfaction, transport, distribution	Réduction accélérée de la consommation des véhicules Amélioration des moteurs à allumage commandé fonctionnant au gaz pour les véhicules lourds

D - Divers scénarios pour le facteur 4 en France et leurs applications aux transports

De nombreux scénarios ont été élaborés en France pour parvenir au facteur 4 de réduction des émissions de CO₂. Une analyse comparative de

ces scénarios a été publiée en 2010⁵⁴ et en version courte en 2011⁵⁵. Ces exercices représentent l'évolution du mix énergétique et ne couvrent que les émissions de CO₂ issues de la combustion des énergies fossiles, soit au regard de la place privilégiée de l'agriculture dans notre pays, uniquement les ¾ de nos émissions.

Sept exercices y ont été identifiés au niveau français, dont les principaux sont :

- « *La division par 4 des émissions de dioxyde de carbone en France d'ici 2050* » (Mission Interministérielle sur l'Effet de Serre ou MIES – 2004). Cet exercice mené présente des images en 2050 du paysage énergétique français selon 5 variantes d'offre technologique s'appuyant toutes sur des niveaux équivalents de la demande d'énergie finale en 2050.
- « Politique énergétique nationale et lutte contre l'effet de serre » (Prévot – 2007 (Développé dans Prévot 2004 et repris dans Prévot 2007) : scénario à l'horizon 2030 reposant sur une stabilisation de la demande d'énergie finale et un recours massif aux agrocarburants et aux véhicules électriques couplés à un déploiement nucléaire important.
- « Etude pour une prospective énergétique concernant la France » (Observatoire de l'Energie, Direction Générale de l'Energie et des Matières est que les émissions continuent à croître jusqu'en 2030 puis décroissent d'autant plus fortement par la suite.
- « *Scénario négaWatt, pour un avenir énergétique sobre, efficace et renouvelable* » (négaWatt – 2006). L'association a élaboré en 2003 puis 2006 un scénario énergétique avec non-renouvellement des centrales nucléaires. Cet exercice se base sur les usages énergétiques que sont la chaleur, la mobilité et l'électricité⁵⁶. L'approche adoptée s'organise autour du triptyque : i) sobriété énergétique, ii) efficacité énergétique, iii) déploiement des énergies renouvelables (ENR).

⁵⁴ « Scénarios de réduction d'émission de gaz à effet de serre pour la France », Mai 2010, CIRED, RAC-F

⁵⁵ « Quel rôle pour les scénarios Facteur 4 dans la construction de la décision publique ? », Développement durable et territoires, vol. 2, n° 1, mars 2011

⁵⁶ Cette association a produit en 2011 un nouveau scénario où par rapport à 2010, des émissions de CO₂ divisées par 2 en 2030 et par 16 en 2050 dans un système énergétique presque entièrement décarboné malgré l'arrêt de toute production d'énergie nucléaire.

- « *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050* » (Centre d'Analyse Stratégique, Commission énergie – Jean Syrota – 20073) suivant une demande du premier ministre.

À titre d'exemple, la simulation Enerdata montre que les émissions de 2050 seraient divisées par un facteur 2,1 en 2050 par rapport à 2000. Les réductions d'émission sont d'après leur scénario les suivants :

Tableau n° 24 Prévission des émissions de CO₂ dans le secteur des transports –

Année	2000	2010	2030	2050	Facteur de réduction
MtCO₂	158	185	182	76	2,1

Source : Enerdata⁵⁴

Ces réductions reposent sur un transfert modal, une diminution des taux d'émissions des véhicules à 30 gCO₂/km en 2050 et des substitutions énergétiques vers l'électricité, les biocarburants et l'hydrogène. La demande d'énergie finale augmenterait dans ce scénario jusqu'en 2015, se stabiliserait puis décroîtrait jusqu'à 45,8 Mtep en 2050.

Tableau n° 25 Développement énergie finale dans les transports

Mtep énergie finale	2000	2010	2030	2050
Transport, dont:	50	60	63	45,8
Pétrole	48	56	55	22,7
Gaz	0	0	0	0,6
Charbon	0	0	0	0
Électricité	1	2	4	12,6
Biocarburants	0	2	4	4,4
Hydrogène	0	0	0	5,4

Source : – Enerdata⁵⁴

En fait les différents scénarios comparés diffèrent totalement de par la valeur attribuée à l'évolution de la consommation d'énergie par habitant, du positif (+10 % pour Negatep) à près de 40 % de réduction pour MEDPRO.

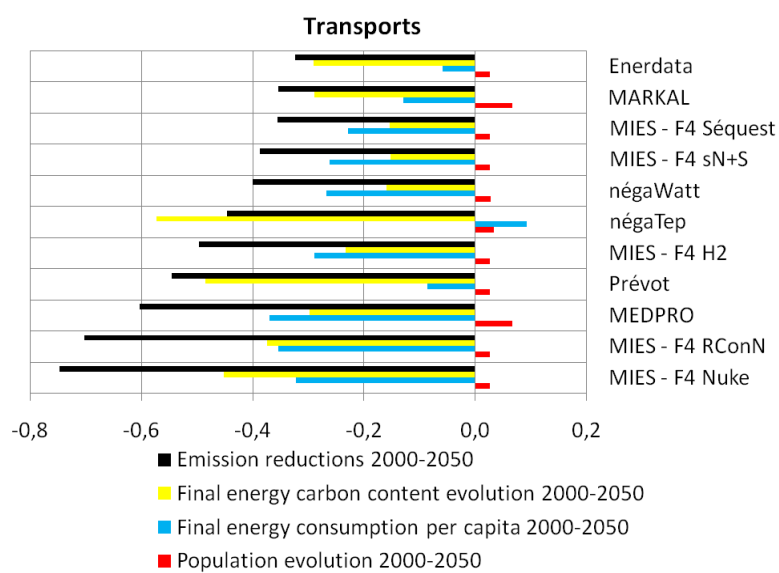


Figure 43. Décomposition à la Kaya⁵⁷ des réductions d'émissions dans le secteur des transports (Source : ref⁵⁴)

La Figure 44 est une mise à jour des différents scénarios d'évolution de la consommation d'énergie dans les transports à l'occasion du DNTE. La simulation de Negawatt est celle qui parvient de loin aux plus importantes diminutions d'énergie pour les transports à l'horizon 2050, quoiqu'en deçà du facteur 4, alors que l'ensemble des autres modélisations table plutôt vers une diminution de l'ordre de 40 % de la consommation énergétique.

⁵⁷ La décomposition « à la Kaya » consiste à écrire les émissions de CO₂ comme un produit de quotients liant la population, le PIB par personne, l'intensité énergétique (par rapport au PIB) et l'émission de carbone par unité de PIB :

$$CO_2 = Pop \times \frac{PIB}{Pop} \times \frac{Energ}{PIB} \times \frac{CO_2}{Energ}$$

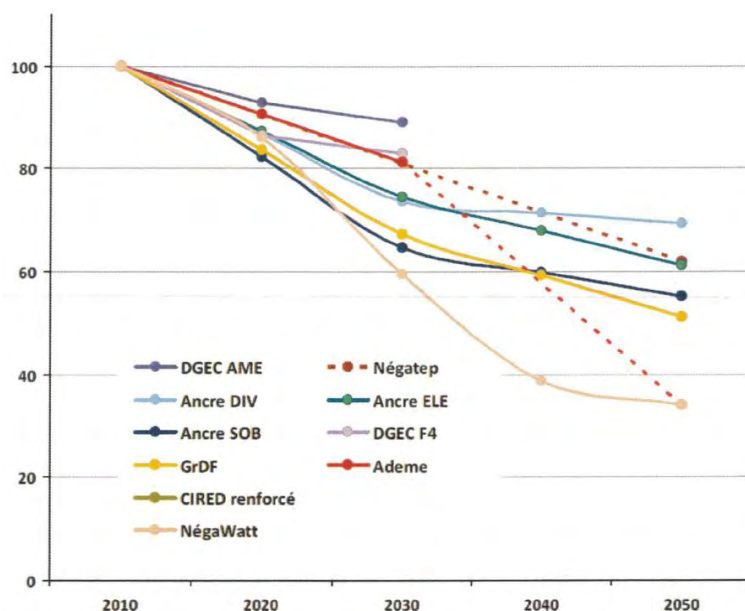


Figure 44. Evolution de la consommation d'énergie finale dans les transports dans les scénarios analysés (Conseil national du débat sur la transition énergétique - 25 avril 2013)

Les scénarios se distinguent par la place du gaz véhicule (GNV et biogaz) et, dans une moindre mesure, par celle de l'électricité.

E - La vision française des transports est trop orientée vers le rail et pas assez vers la route

Les réflexions actuelles sur l'efficacité énergétique pour les transports conduisent à prendre en compte et financer deux pistes principales :

- l'évolution des motorisations et des carburants (développement véhicules hybrides et électriques, gaz) pour la voiture individuelle et les transports routiers
- le report modal, et notamment le développement de l'usage du train comme moyen de transport de marchandises et de personnes pour faire diminuer la part du routier, ainsi que l'augmentation de l'utilisation des transports collectifs et des solutions de mobilité partagée, aux dépens du véhicule individuel.

Le projet de SNIT préconisait ainsi des investissements massifs dans les transports guidés:

- 107 Md€ dans les LGV
- 67 Md€ dans la régénération du réseau ferroviaire
- 67 Md€ dans les TCSP (y compris grand Paris express).

Le tout pour seulement un gain de 2 MtCO₂ par an, soit à peine 1% des émissions annuelles des transports. Par exemple, le caractère marginal des effets des programmes d'investissements massifs dans les TCSP en matière d'économies d'énergie est également confirmé dans le rapport environnemental sur le projet de SNIT; en effet l'effet des investissements prévus dans les TCSP est estimé à 0.3 MteqCO₂ en 2030.

Ce constat d'inefficacité environnementale (le prix de la tonne de CO₂ évitée dépassant le millier d'euros) mérite d'être pris en compte. L'orientation accordant une priorité systématique aux transports guidés 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 TCSP⁵⁸. La performance ferroviaire française est d'autant plus remarquable que ce devraient être les pays les plus densément peuplés qui devraient arriver en tête.

⁵⁸ En effet en 2006 la France occupe la première place des 27 pays de l'UE pour le nombre de km effectués en train par habitant et par an : 1 288 km pour une moyenne européenne à 782 km, et la 5^{ème} place en matière de métro ou tramway: 208 km par habitant et par an pour une moyenne européenne à 171 km. (Source: panorama des transports de l'UE édition 2009).

Par contre la France occupe la 24^{ème} place pour le nombre de km effectués par habitant et par an en autocars ou autobus (734 km pour une moyenne à 1066). À l'échelle européenne ce mode de transport est d'ailleurs en deuxième position après la voiture particulière et avant le ferroviaire avec les volumes suivants :

- "Passenger transport performed by buses and coaches" : 523 400 millions de voy*km
- "Passenger transport performed by rails" : 384 000 millions de voy*km
- La route assure 58 % de la consommation de transport collectif à l'échelle européenne et seulement 33 % en France

Le retard de la France dans ce domaine devrait donc inciter au moins à se poser la question de la pertinence des choix de nos voisins. Le potentiel de la route en matière de transports en autocars est ignoré dans le SNIT, dans les réflexions sur le Grand Paris Express, et plus généralement dans les débats publics. Le SNIT ne cite même pas le mot autocar et MODEV ne modélise pas ce mode.

La répartition des usages des véhicules personnels (VP) varie fortement suivant les zones de résidence. Le tableau suivant donne la répartition de population suivant des zonages :

**Tableau n° 26 Définitions et répartition des ménages
suivant les zonages**

Zonage en 5 modalités	Zonage en 11 modalités	Notation	Répartition	
Espace à dominante rurale	Espace à dominante rurale	R	18 %	18 %
Périurbain	Commune polarisée AU8 jusqu'à 99.999 habitants	Pe1	4 %	21 %
	Commune multipolarisée	Pe2	6 %	
	Commune polarisée AU de 100.000 à 10.000.000 hab	Pe3	9 %	
	Commune polarisée AU de Paris	Pe4	2 %	
Banlieue de pôle urbain (hors pôle urbain de Paris)	Banlieue de pôle urbain AU jusqu'à 99.999 hab	B1	3 %	19 %
	Banlieue de pôle urbain AU de 100.000 à 10.000.000 hab	B2	16 %	
Villecentre de pôle urbain (hors pôle urbain de Paris)	Ville centre de pôle urbain AU jusqu'à 99.999 hab	VC1	8 %	26 %
	Centre de pôle urbain AU de 100.000 à 10.000.000 hab	VC2	17 %	
Pôle urbain de Paris	Banlieue de Paris	Pa1	12 %	17 %
	Paris	Pa2	4 %	
		Ensemble	100 %	

(Source : CGDD⁵⁹)

⁵⁹ « Localisation des ménages et usage de l'automobile : résultats comparés de plusieurs enquêtes et apports de l'enquête nationale transports et déplacements », Rapport du CGDD, décembre 2009

La figure suivante reporte les distances pendulaires hebdomadaires parcourues par ménage due la résidence au travail.

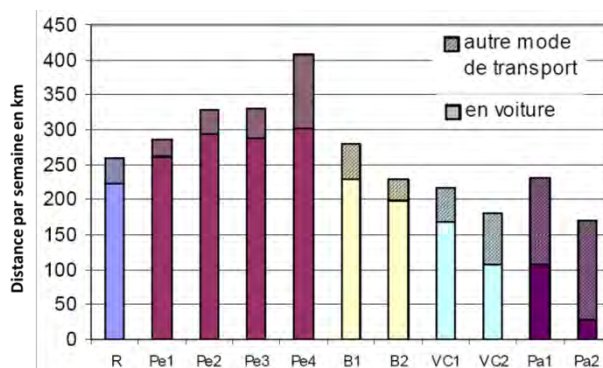


Figure 45. Distance moyenne parcourue par un ménage par semaine domicile – travail selon la zone de résidence et le mode de transport (Champ : au moins un individu actif occupé) (Source : CGDD 2009⁵⁹)

Ce graphe met en évidence l'utilisation très importante des véhicule personnels en zone périurbaine (Pe) et les banlieues (hors Paris) et donc les domaines potentiels de réduction de consommation et donc d'émission de CO₂.

En pratique, en ostracisant la route on s'est donc interdit de «penser» son potentiel en matière de contribution aux économies d'énergie, d'équilibre des territoires et de développement économique. L'exemple de la région madrilène, dans lequel la route et le rail fonctionnent comme un seul réseau au service des usagers selon un schéma avec sept principaux corridors radiaux, 50 % de partage modal (30 % seulement pour l'Ile-de-France), et un recours intensif aux lignes interurbaines d'autocars pour les trajets longs, est désormais prix comme un exemple à suivre.

VII - À court terme l'efficacité repose sur la technique, à long terme sur des ruptures technologiques et sociétales

Les transports sont en France le premier secteur d'activité responsable d'émissions de GES. Ils représentent plus de 138 MteqCO₂ en 2011 soit près de 27 % des émissions nationales. Ils consomment plus de 32 % de l'énergie finale, 50 Mtep en 2011, dont 93 % de produits

pétroliers, soit 46,5 Mtep, répartis en un peu moins de deux tiers pour les déplacements de voyageurs et un tiers pour les marchandises.

Le transport est une consommation intermédiaire, le plus souvent traitée comme une demande dérivée. Il constitue en effet pour les voyageurs une condition nécessaire, mais non suffisante, à la réalisation de leurs différentes activités. De ce fait, il semble difficile de concevoir une politique cohérente d'efficacité énergétique des transports sans une politique globale regroupant l'urbanisme dont une alternative à l'étalement urbain, la géographie humaine et l'économie (services, lieux de travail, etc.). Inversement, toute politique restrictive sur les transports impacte directement sur les activités du pays et sur la mobilité des citoyens.

A - Un secteur négligé car difficile à traiter

Cette difficulté conceptuelle explique probablement la difficulté d'une réflexion élaborée sur les transports dans le cadre du débat national sur la transition énergétique. Ainsi, le CESE dans son avis sur l'« *Efficacité énergétique : un gisement d'économies ; un objectif prioritaire* » éludait le sujet : « *S'il est vrai que l'efficacité énergétique couvre un champ très large des activités économiques, cet avis ne traitera pas de la question des transports par analogie avec les sujets abordés par la Directive européenne "efficacité énergétique" récemment adoptée. Pour autant, l'importance de ce secteur mériterait une étude approfondie couvrant la mobilité, les infrastructures et plus largement l'aménagement du territoire. Notre assemblée aurait vocation à s'y pencher ultérieurement.* »

Dans un autre rapport lui aussi de 2013, « *La transition énergétique : 2020-2050 - un avenir à bâtir, une voie à tracer* », le CESE regrettait encore « *que rien n'apparaisse dans les annonces faites à ce jour pour rééquilibrer le mix de l'ensemble des énergies et notamment en ce qui concerne la difficile question des transports. Le gouvernement a certes donné comme objectif le développement de moteurs consommant moins de deux litres aux 100 km, cependant ce n'est là qu'une partie de la problématique des transports. Le CESE recommande donc que ce point soit considéré comme une priorité à traiter dans le cadre du débat programmé par le gouvernement. Il recommande par ailleurs qu'une saisine nouvelle spécifique du CESE soit consacrée à la problématique des transports au regard de la transition énergétique afin d'éclairer ce débat* ».

B - Transports : réduire les mobilités ?

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 PIB⁶⁰, 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.

1 - Augmentation du trafic et forte dépendance aux combustibles fossiles : le défi des transports pour le climat

Comme il a été vu dans la partie II du rapport, 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 faible⁶¹.

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 kilométriques⁶². 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 totales⁶³. 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

⁶⁰ Y. Crozet et al, "Macromotives and microbehaviors: Climate change constraints and passenger mobility scenarios for France", Transport Policy (2012)

⁶¹ Sa part est aussi élevée, voire prépondérante pour certains polluants (54 % des NOx, CO et particules notamment), mais le PEC ne considère parmi eux que les seuls gaz à effet de serre.

⁶² La source des données dans ce paragraphe est : J.P. Orfeuil, Université Paris-Est et CITEPA

⁶³ Le reste des transports (hors l'international aérien et maritime) émettant 6,2Mt, soit 1,8 % du total

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 et il est logique que l'effort majeur soit à porter sur ce segment.

Tableau n° 27 Répartition des flux de voyageurs en 2010

	Urbain	Périurbain	Longue distance
Véhicule individuel	76 %	84 %	68 %
Transport Collectif (bus, car)	6 %	7 %	8 %
Transport collectif (fer, tram)	8 %	7 %	24 %
Vélo	4 %	1 %	0 %
Deux-roues motorisés	6 %	1 %	0 %

Source : Ademe, Vision 2030-2050

Afin de tendre vers le facteur 4 de réduction des émissions de GES, la Commission européenne s'est fixé⁶⁴ 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.

⁶⁴ « Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 », Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, 8 mars 2011.

2 - Une analyse à partir de la décomposition des facteurs d'évolution des pressions environnementales

a) La décomposition des émissions de CO₂

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.

L'évolution des émissions de $CO_2^{Transp.}$ émanant des différents modes de transport est analysée ici sur la base des variables suivantes : la taille de la population française : Pop

1. le contenu moyen en CO₂ des carburants : $(CO_2^{Transp.} / E_{Transp.})$, $CO_2^{Transp.}$ étant l'émission de CO₂ pour l'énergie $E_{Transp.}$ utilisée (carburants, électricité) par ce moyen de transport
2. la consommation moyenne d'énergie par distance parcourue pour le mode de transport considéré : $(E_{Transp.} / d_{km.veh.})$, $d_{km.veh.}$ étant la distance totale parcourue par le véhicule considéré
3. l'occupation moyenne du moyen de transport $(d_{km.veh.} / d_{km.voy.})$ où $d_{km.voy.}$ est distance moyenne parcourue par personne (par an par exemple, ou par jour)
4. La mobilité individuelle : $(d_{km.voy.} / Pop)$, distance annuelle parcourue par personne

La décomposition des effets est calculée à partir de la formule suivante :

$$CO_2^{Transp.} = Pop \times \left(\frac{CO_2^{Transp.}}{E_{Transp.}} \right) \times \left(\frac{E_{Transp.}}{d_{km.veh.}} \right) \times \left(\frac{d_{km.veh.}}{d_{km.voy.}} \right) \times \left(\frac{d_{km.voy.}}{Pop} \right)$$

(1) × (2) × (3) × (4) × (5)

Cette formulation est toute aussi pertinente pour le fret en remplaçant les voyageurs (voy) par des tonnes de marchandise.

On peut analyser les émissions comme le résultat cumulé des cinq facteurs :

1. La taille de la population,
2. Le contenu en CO₂ des carburants
3. La consommation moyenne d'énergie par distance parcourue
4. L'occupation moyenne du moyen de transport
5. L'importance de la mobilité individuelle

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 :

Tableau n° 28 Leviers potentiels des politiques environnementales pour le transport

Facteur	(2)	(3)	(4)	(5)
Politique associée	- diminuer la quantité de CO ₂ par tep utilisée i.e. décarboner l'énergie : biocarburant, biogaz, voiture électrique, etc.	- réduire la consommation d'énergie utilisée par distance parcourue par le véhicule pendant une année (ou un jour) : amélioration des motorisations ⁶⁵ , mieux utiliser les réseaux afin d'éviter les surconsommations (embouteillages, vitesse ⁶⁶ , etc.)	- augmenter le nombre de voyageurs par moyen unitaire de transport, représentée par ce facteur : covoiturage, transferts vers les transports en commun, etc.	- diminuer la distance parcourue par personne dans une année (ou un jour), i.e. réduire le besoin de mobilité et agir directement sur la « demande de transport », c'est-à-dire les distances parcourus par les personnes et par les biens.

Source : Cour des comptes

3 - Les transports dans la vision 2030-2050 de l'Ademe : peu d'effets d'ici 2030, des hypothèses peu crédibles pour 2050

a) Pour 2030, les principaux déterminants seraient :

- maintien de la mobilité individuelle et stagnation des trafics à leurs niveaux de 2010.

⁶⁵ Par exemple, l'amélioration des moteurs à essence menant à une consommation de 2 litres /100 km apparaît comme un objectif sans incidence sur les finances publiques et atteignable à moyen terme en tenant compte du temps de renouvellement du parc (cf. Scénarios ANCRE avril 2013),

⁶⁶ La diminution des vitesses aurait toutefois un effet négatif sur le bilan socio-économique et est donc à analyser au cas par cas.

- report modal du véhicule particulier vers les services de mobilité (soit réalisés par les citoyens eux-mêmes, soit réalisées par un opérateur), vers le transport collectif et vers les modes actifs.
- pénétration progressive du véhicule électrique notamment au travers des services de mobilité.
- sur le transport de marchandises, une politique volontariste en faveur du fret ferroviaire (à 50 Gtkm) et maritime (à 12 Gtkm).
- baisse de près de 20 % des consommations énergétiques du secteur des transports entre 2010 et 2030.

Ainsi, la mobilité en véhicule individuel serait globalement constante sur la période, compte tenu de l'accroissement du taux de remplissage des véhicules, elle serait accompagnée d'une quasi-stabilisation des trafics :

Tableau n° 29 : mobilité en véhicule individuel 2010 - 2030

Mobilité (milliards de voyageurs * km)	2010	2030
Véhicule particulier	711	790
Véhicule utilitaire léger	150	170
Bus / car	49	52
Fer	100	138

Source : Ademe

Toutes ces mesures permettraient de faire passer la consommation énergétique des transports de 44 Mtep en 2010 à 35,8 en 2030. En parallèle, les émissions de CO₂ passeraient de 113,3Mt à 96,8 Mt, soit une réduction de seulement 15 %.

b) Pour 2050 : des modifications drastiques sur les mobilités pour diviser les émissions par plus d'un ordre de grandeur

Pour 2050, L'Ademe considère que les facteurs déterminants devraient être :

- Une mobilité totale constante par rapport à 2010, ce qui implique une baisse de l'ordre de 20 % de la mobilité individuelle. Les raisons de cette baisse seraient multiples : télétravail, structure de la population, urbanisme et infrastructure permettant d'optimiser les besoins en mobilité, etc.

- un changement de paradigme vis-à-vis de la mobilité individuelle : l'usage du moyen de transport prend le dessus sur sa possession. Pénétration importante des services de mobilité (30% urbain avec véhicules mieux adaptés) et report vers les transports collectifs (doublement) et les modes actifs. Réduction du parc de véhicules en conséquence.
- l'indépendance vis-à-vis du pétrole possible en passant au mélange biogaz/GNV dans les véhicules thermiques (avec un réseau de gaz pour moitié décarboné), à l'électricité, ainsi qu'aux biocarburants 2G.
- enfin, s'agissant du transport de marchandises, un retour au niveau des t.km de 2010 grâce à d'importants efforts logistiques.

À l'horizon 2050, l'Ademe espère une sensible réduction des consommations énergétiques unitaires des véhicules grâce aux progrès technologiques et à une meilleure adaptation des véhicules à leur usage : optimisation du rendement des moteurs (injection rapide, amélioration des batteries...), optimisation de la gestion de l'énergie à bord du véhicule, allègement des structures par l'utilisation de matériaux composites. Au total, le mix technologique serait équilibré et diversifié, notamment par rapport à la situation actuelle : 1/3 thermique, 1/3 hybride, 1/3 électrique.

L'ensemble de ces mesures permettrait de faire passer la consommation énergétique des transports de 35,8 Mtep en 2030 à 15 Mtep en 2050. Globalement, en termes de CO₂ émis, c'est sur le secteur des transports que porterait principalement l'effort nécessaire pour atteindre le facteur 4. Les hypothèses de cette prospective est que les émissions des transports qui étaient de 113,3Mt en 1991 et 96,8 Mt en 2030, ne seraient plus que de 8,4 Mt en 2050, soit une réduction de 92 %.

Ce résultat, qui découle de l'approche normative, est une indication de l'objectif qu'il se faudrait se fixer, et si possible atteindre, comme de ce qu'il faudrait espérer en termes de technologies et d'évolutions sociétales.

4 - Une approche sociologique à partir des utilisateurs

Dans cette approche, il s'agit de classer les pistes de réduction selon qu'elles modifient peu, moyennement ou beaucoup le service à la mobilité. Sans que la relation soit totale, les premières pourraient être engagées rapidement et sans susciter d'oppositions insurmontables, les dernières se négocient avec de multiples parties prenantes et ne peuvent que mettre du temps à émerger.

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 des véhicules de même catégorie, mais plus petits ou moins puissants, ou de vitesse de pointe moins élevée. C'est l'adaptation visée par le système actuel de bonus – malus.

Trois autres pistes modifient de façon moyenne le service à la mobilité. La première repose sur l'introduction de nouveaux véhicules, adaptés à certains contextes et certaines catégories de route seulement. Ce pourrait être le cas pour des poids lourds de grande capacité dont l'usage serait limité aux autoroutes ou celui de petits véhicules urbains, en substitut de voitures (et de petits utilitaires) classiques, dont toutes les caractéristiques sont dimensionnées pour les déplacements rapides et à longue distance, et constituent des facteurs d'inefficacité pour les usages urbains. La seconde consiste à exploiter les réseaux au plus proche de l'optimum d'efficacité énergétique des véhicules qui les empruntent : limitations de vitesse « durcie » sur les réseaux interurbains et urbains, gestion dynamique « anticongestion » des trafics et du stationnement urbain, soit sur des bases purement « techniques » (facilement acceptées), soit par le biais de péages de régulation (difficilement acceptées, mais développées à Londres et Stockholm). La troisième repose sur la substitution (partielle ou totale) de la possession exclusive par la location, et plus généralement par les services. On trouve dans cette rubrique, pour la mobilité des personnes, l'autopartage « traditionnel » et tous systèmes inspirés de Vélib et d'Autolib.

Deux autres pistes modifient de façon importante le service à la mobilité ou les modes de vie. La septième piste est celle du transfert modal (des modes les plus consommateurs au km parcouru vers les modes les moins consommateurs). Elle modifie de façon substantielle le service à la mobilité. Pour les personnes, le « transfert » vers des modes collectifs traditionnels modifie le vécu du déplacement et allonge le plus souvent les durées de parcours (sauf pour les TGV et, dans quelques cas de TER et RER). 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. Cette perspective doit en outre être réfléchie du point de vue des finances publiques, puisqu'elles sont très fortement sollicitées non seulement au moment de l'investissement, mais aussi (et surtout) pour couvrir les coûts d'exploitation. Les parties centrales des villes sont aujourd'hui bien équipées en transport public, c'est l'existence d'alternatives à la voiture « solo » dans les parties les moins denses du territoire qui devrait être priorisée. 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.

Une dernière piste enfin vise à réduire la mobilité globale. L'action directe sur l'espace (aménagement et urbanisme au sens large, y compris par exemple « relocalisation » de productions agricoles ou industrielles au plus près des marchés, relocalisation de l'appareil de distribution au plus près des consommateurs, etc.) contribue à réduire le besoin de mobilité. Le renchérissement du coût de la mobilité (péages, droits de stationnement, prix des énergies) contribue à une mobilité plus réfléchie. Les substitutions par le virtuel (téléactivités au sens large) offrent des alternatives élégantes, mais dont le potentiel global est très débattu

Un certain nombre de ces pistes sont génériques, au sens où elles influencent les émissions sur l'ensemble des marchés (urbain, périurbain, rural, courte et longue distance, voyageurs et fret...). Ce sont les substitutions énergétiques, l'amélioration des véhicules, ou encore la fiscalité des carburants. D'autres sont plus spécifiques à certains types de territoire ou certains segments du marché de la mobilité, si bien que leur mise en œuvre peut nécessiter dans chaque cas des approches particulières. L'orientation vers des véhicules moins puissants et mieux adaptés aux usages concerne surtout les véhicules légers. La pénétration de nouveaux véhicules et l'amélioration des conditions de circulation concernent surtout les territoires urbains, pour les personnes comme pour les biens.

Le tableau ci-dessous présente une synthèse de ces pistes hiérarchisées :

Tableau n° 30 Les pistes de diminution d'émission de CO₂ dans les transports⁶⁷

	Déjà engagées ?	Avec un effet jusqu'ici	Peut être renforcé ?	Freins	Leviers	Potentiel à terme
Substitutions énergétiques	Oui	Faible	Oui	Coût de l'aide des pouvoirs publics Démonstration technologique pour biocarburants seconde génération	Technologie, politiques publiques	Faible pour les biocarburants, important pour l'électricité (si peu émettrice de CO ₂) ou l'hydrogène
Améliorations technologiques	Oui	Important	Oui	Surcoûts sur les véhicules ?	Prix des carburants, systèmes type bonus malus	Très important
Véhicules moins lourds, puissants, etc.	Oui	Important	Oui		Prix des carburants, systèmes type bonus malus	Très important ,important pour les voitures, faible pour les PL
Nouveaux véhicules	Non, mais croissance non maitrisée des deux roues	Faible	Oui, fortement petits véhicules urbains pour personnes et fret	Pas d'offre des constructeurs Besoin de prise en compte de ces nouveaux usages dans la sécurisation des réseaux	Politique publique multi objectif (CO ₂ , congestion, pollution)	Important

⁶⁷ Source : J.P. Orfeuil.

Exploitation optimale des réseaux	Un peu en interurbain (radars), très peu en urbain, (renoncement à maîtriser les congestions)	Moindres consommations interurbaines (vitesse et radars)	Oui, notamment en ville (gestion électronique du trafic, etc.)	Opinion publique à convaincre, surtout si mise en œuvre de péages de régulation Effets socio-économiques négatifs de réduction des vitesses	Politique publique	Moyen
Logistique plus « vertueuse »	Oui	Faible	Oui, très gros progrès potentiels, notamment distribution urbaine	Perception par les CL d'une faible légitimité dans le domaine. Études encore faibles dans ce secteur	Action locale	Moyen ? Important ?
Substitution possession par location et services	Oui, autopartage	Faible	Oui, notamment dans la distribution urbaine	Difficile de louer une voiture si utilisation quotidienne	Politique publique locale	Assez faible
Transfert modal vers transports en commun traditionnels	Oui priorité politique	Faible	Oui mais exige financements publics importants, sauf covoiturage	Différences dans le service rendu	Culture du partage et des réseaux sociaux dans les jeunes générations	Faible (meilleurs créneaux déjà occupés)
Transfert modal voiture solo vers	Soutien politique modéré	Faible globalement, mais impact sur	Oui, sur marché des déplacements	Habitudes	Habitude des nouvelles	Important

covoiturage		budget des pratiquants important	de 20 à 80 km		technologies et du partage dans la nouvelle génération	
Transfert modal voiture vers autocar	En développement dans quelques sites	Faible globalement	Oui, marché des déplacements de 20 à 50 km	Image peu positive de l'autocar chez les « décideurs », comparée au TER	Crise des finances publiques	Potentiellement important et marché correspondant en croissance
Maîtrise de la demande par aménagement, urbanisme	Oui priorité politique (lutte contre étalement urbain)	Faible	?	Marché foncier Désirs de vivre où et comme on l'entend	Politiques publiques locales	Mise en œuvre lente et effets incertains
Outils économiques incitatifs aux changements (fiscalité, péages, etc.)	Un peu, mais prix du carburant peu changé depuis 50 ans	Important, si on compare les parcs américains et européens	Oui	Opinion publique Dépendance à la voiture des catégories modestes	Compensations fiscales avec d'autres impôts	Important, mais à manier avec précaution.

5 - En conclusion, des verrous importants à lever

Il existe de nombreux scénarios sur le gain en émission de GES sur les transports. Pas plus que leur coût financier, humain et social n'est décrit, aucune ne parvient pour l'instant au facteur 4 recherché pour 2050. Par exemple, pour atteindre un facteur 2,1 d'atténuation, Enerdata met en œuvre une combinaison de transfert modal, de diminution des taux d'émissions des véhicules à 30 gCO₂/km en 2050 et des substitutions énergétiques vers l'électricité, les biocarburants et l'hydrogène. L'Alliance « Ancre » regroupant l'ensemble des organismes de recherche sur l'énergie montre aussi que la cible ne peut être atteinte à moins de ruptures technologiques à découvrir encore, ce qui montre la fragilité des scénarios.

Le constat pragmatique est que l'amélioration des performances des véhicules thermiques conventionnels et leur électrification partielle ou totale progressive constituent encore et pour un certain temps la voie la plus rapide et la plus efficace pour atteindre les objectifs globaux de réduction des émissions de CO₂. La décarbonisation des carburants avec les biocarburants de deuxième génération et l'électrification sont des voies de progrès encore peu assurées en termes de déploiement massif et en cas de succès leur horizon n'est probablement que 2030.

On considère généralement que jusqu'à cette date, la conjonction des progrès technologiques et la mise en œuvre d'un certain nombre des leviers concernant la demande de mobilité et l'organisation des transports, ne devraient pas conduire à restreindre la demande de mobilité interurbaine. Au-delà, les évolutions technologiques sont beaucoup moins prévisibles et il n'est pas exclu qu'une limitation significative de mobilité soit à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs de réduction d'émission de CO₂.

Le secteur logement tertiaire

I - Le paquet énergie-climat dans le secteur logement-tertiaire

A - Le PEC n'impose des règles contraignantes que depuis peu en matière d'efficacité énergétique, notamment dans le secteur logement-tertiaire

Aucun des textes du PEC, adoptés par le conseil européen du 12 décembre 2008, ne viennent matérialiser de manière contraignante l'objectif de 20 % d'efficacité énergétique en plus. De même, aucun texte du PEC ne s'applique au secteur du bâtiment, si ce n'est la décision 406/2009/CE, dite "partage de l'effort", qui concerne les secteurs non couverts par le SCEQE dont le bâtiment. Cette décision programme une réduction progressive entre 2013 et 2020, mais différenciée selon les pays ; pour la France, comme pour l'Allemagne, cette réduction est de 14 %.

Les mesures contraignantes en matière d'efficacité énergétique, et qui donc contribuent à l'atteinte de l'objectif de 20 % de gain à horizon 2020 fixé dans le PEC, sont soit antérieures ou postérieures au PEC lui-même.

La directive 2006/32/CE du 5 avril 2006 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. Entre autres mesures, cette directive impose aux États membres de produire un plan d'action en matière d'efficacité énergétique (PAEE) à dates fixes (les 30 juin 2007, 2011 et 2014). La directive fixe également le principe de l'exemplarité du secteur public dans le domaine de l'efficacité énergétique.

Cette directive a été le seul texte contraignant en vigueur dans le secteur de l'efficacité énergétique pendant les quatre premières années de mise en œuvre du PEC.

La directive 2010/31/UE du 19 mai 2010 est venue refondre une précédente directive de 2002 sur la performance énergétique des bâtiments. Cette directive s'inscrit dans le cadre de l'objectif, non contraignant, d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique. Elle fixe

notamment des règles concernant le calcul de la performance énergétique des bâtiments, la performance énergétique minimale des bâtiments neufs et des bâtiments anciens rénovés, ou l'inspection régulière des systèmes de chauffage et de climatisation dans les bâtiments.

Mais, le premier texte réglementaire européen venant traduire l'objectif de 20 % d'efficacité énergétique en plus est la directive 2012/27/CE du 14 novembre 2012. Celle-ci « *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 notamment l'obligation pour chaque État membre de se fixer un objectif indicatif national d'efficacité énergétique, 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 doivent notifier ces objectifs à la Commission avant le 30 avril 2013. La France a informé la Commission que, compte tenu du débat en cours sur la transition énergétique, elle ne communiquerait cette cible d'efficacité énergétique qu'en avril 2014.

Cette directive impose également, au titre de l'exemplarité du secteur public, 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.

En conclusion, il apparaît donc que les préoccupations d'efficacité énergétique, notamment dans le secteur du bâtiment, sont antérieures à l'adoption du PEC et que les premiers textes régissant ce domaine datent d'avant 2009. En revanche, le PEC lui-même n'a pas introduit immédiatement des dispositions contraignantes pour s'assurer de l'atteinte de l'objectif d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique entre 2005 et 2020. C'est chose faite depuis le 14 novembre 2012 et l'adoption de la directive 2012/27/CE.

B - Mais la France a anticipé ces contraintes en se fixant de objectifs de niveau législatif en 2005 puis 2009

Avant même la négociation du PEC, la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, loi dite POPE, fixait déjà comme objectif pour la France, la

réduction de 2 % par an d'ici à 2015 de l'intensité énergétique finale et de 2,5 % par an entre 2015 et 2030.

Après l'adoption du PEC, la loi du 3 août 2009 dite "Grenelle I" inscrit dans un cadre législatif les objectifs de la France en matière de réduction de GES et d'efficacité énergétique : *« devenir l'économie la plus efficiente en équivalent carbone de la Communauté européenne d'ici à 2020. À cette fin, elle prendra toute sa part à la réalisation de l'objectif de réduction d'au moins 20 % des émissions de GES de la Communauté européenne à cette échéance, cet objectif étant porté à 30 % pour autant que d'autres pays industrialisés hors de la Communauté européenne s'engagent sur des objectifs comparables et que les pays en développement les plus avancés apportent une contribution adaptée. Elle soutiendra également la conclusion d'engagements internationaux contraignants de réduction des émissions. Elle concourra, de la même manière, à la réalisation de l'objectif d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique de la Communauté européenne et s'engage à porter la part des énergies renouvelables à au moins 23 % de sa consommation d'énergie finale d'ici à 2020. »*

Cette loi fait du secteur du bâtiment le secteur prioritaire en matière d'efficacité énergétique. Elle inscrit dans la loi deux objectifs :

- que *« toutes les constructions neuves faisant l'objet d'une demande de permis de construire déposée à compter de la fin 2012 et, par anticipation à compter de la fin 2010, s'il s'agit de bâtiments publics et de bâtiments affectés au secteur tertiaire, présentent une consommation d'énergie primaire inférieure à un seuil de 50 kWh(ep)/m²/an en moyenne »* et
- de *« réduire les consommations d'énergie du parc des bâtiments existants d'au moins 3 % d'ici à 2020 »*.

Outre la mise en place de certains outils pour atteindre ces objectifs, la loi décline le second objectif en indiquant que :

- l'État soumettra tous ses bâtiments à un audit énergétique d'ici à 2010 et que la rénovation des moins économes en énergies sera engagée d'ici à 2012 afin de réduire d'au moins 40 % leurs consommations d'énergie et d'au moins 50 % les émissions de GES de ces bâtiments dans un délai de huit ans,
- l'ensemble du parc de logements sociaux sera rénové, en commençant par la rénovation avant 2020 de 800 000 logements sociaux les plus énergivores.

La France a donc choisi de se fixer des objectifs d'efficacité énergétique dans un texte de loi avant même que les objectifs affichés par l'Union européenne soit repris dans une directive contraignante.

II - Le secteur logement-tertiaire est clef pour l'atteinte des objectifs du PEC

A - Le secteur logement-tertiaire représente 88 % des économies d'énergie attendues à l'horizon 2020

Le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) est le premier en termes de consommation d'énergie finale avec 68,6 Mtep en 2011, soit 44 % du total la consommation finale énergétique française. Dans ce total, le secteur résidentiel est largement majoritaire avec une consommation d'énergie finale de 50,2 Mtep (73 % du total du secteur bâtiment) contre 18,4 Mtep pour les bâtiments tertiaires. Au niveau européen, la part de la consommation d'énergie finale par le secteur bâtiment-tertiaire est légèrement moindre : 40 % selon l'estimation de la Commission.

Dans son bilan énergétique de la France pour 2011, le Commissariat général au développement durable note que *« les mix énergétiques des deux secteurs sont assez différents. Les énergies renouvelables représentent 17 % de la consommation énergétique finale du résidentiel, essentiellement du bois, mais seulement 4 % dans le tertiaire. Si la proportion du gaz est un peu supérieure à 30 % dans chacun des deux secteurs, celle de l'électricité est plus importante dans la consommation du tertiaire, notamment en raison de son utilisation intensive pour la bureautique et pour la climatisation »*.

Si le secteur logement-tertiaire représente 44 % de la consommation d'énergie en France, il participe de façon beaucoup plus importante à l'objectif d'efficacité énergétique incluse dans le PEC. Le dernier plan d'action de la France en matière d'efficacité énergétique (PNAEE) prévoit des économies dans la consommation d'énergie finale à hauteur de 28,4 Mtep à horizon 2020 par rapport à 2005. Sur ce total, 24,9 Mtep d'économies d'énergie (88 %) proviennent du secteur logement-tertiaire.

**Tableau n° 31 Estimation de l'impact des mesures
d'économie d'énergie dans le PNAEE à horizon 2020**

Mesures	Secteur	Mtep	en %
Certificat d'économie d'énergie	Energie/bât.	8,03	28,3 %
Sobriété des voitures neuves	Transp.	2,2	7,7 %
CIDD	Bât.	1,43	5,0 %
RT 2012	Bât.	1,15	4,0 %
Eco-PTZ	Bât.	0,81	2,9 %
Interdiction lampe à incandescence	Energie/ind.	0,75	2,6 %
Eco-taxe poids lourds	Transp.	0,17	0,6 %
Eco-PLS	Bât.	0,01	0,0 %
<i>Total secteur résidentiel-tertiaire</i>		24,9	87,7 %
<i>Total secteur transports</i>		3,2	11,3 %
<i>Total secteur industrie</i>		0,3	1,1 %
Total des mesures individuelles chiffrées		14,55	51,2 %
Total des économies scénario AMS		28,4	

Source : PNAEE, avril 2011

Ce pourcentage est plus élevé que celui envisagé à l'échelle de l'Union européenne : 57 % des économies d'énergie à horizon 2020⁶⁸. Cet écart s'explique en partie par le fait que la Commission inclut la mise en œuvre du règlement sur les émissions de CO₂ des véhicules particuliers dans les économies d'énergie à venir contrairement à la France, ce qui minore pour cette dernière les économies d'énergie à attendre du secteur des transports.

B - La part du secteur logement-tertiaire dans l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de CO₂ est moindre

Les émissions directes du secteur logement-tertiaire représentent 14,5 % des émissions de GES en 2011 et sont constituées à 90 % de CO₂. Il convient d'ajouter à ce pourcentage, les émissions liées à la production d'électricité consommée dans ces bâtiments (chauffage électrique, consommation des appareils électriques, ...). Au total, le secteur logement-tertiaire compte pour un quart des émissions françaises de GES.

⁶⁸ Commission européenne. Plan d'action pour l'efficacité énergétique, 2006.

S'agissant du plan français de réduction des émissions de CO₂, les dernières projections, contenues dans le rapport sur les mécanismes de surveillance envoyé à la Commission européenne en avril 2013, se fondent sur deux scénarii à l'horizon 2020 : l'un avec application des mesures existantes (scénario AME) et l'autre avec application de mesures supplémentaires (scénario AMS). Ces scénarios sont établis à partir de l'outil SceGES (scénarisation des GES) développé par le ministère chargé de l'environnement. Ils comportent le chiffrage de l'impact individuel d'un certains nombres de mesures.

Les mesures quantifiées pour le secteur du bâtiment représentent 27 % du total des mesures individuellement chiffrées et 24 % du total des réductions d'émissions de CO₂ attendues à horizon 2020.

Le secteur logement-tertiaire, qui est absolument prépondérant dans l'atteinte de l'objectif d'efficacité énergétique du PEC, compte pour un quart dans l'atteinte de l'objectif de réduction des émissions de GES de ce même PEC.

C - L'atteinte des objectifs d'efficacité énergétique devra reposer sur la rénovation thermique du parc existant de bâtiments

1 - Les principales caractéristiques du parc résidentiel français

Selon l'INSEE et le SOeS, il existait 33,2 millions de logements au 1^{er} janvier 2012 en France métropolitaine. En excluant les résidences secondaires et les logements vacants, le parc est de 27,7 millions de logements. Il est composé à 57 % de maisons individuelles et à 43 % d'appartements en immeubles collectifs. 58 % des logements sont occupés par leurs propriétaires, 19 % sont loués par des bailleurs sociaux et le reste constitue le parc locatif privé.

La surface moyenne de ces logements est de 91 m², la taille des maisons individuelles étant en moyenne plus élevée (110 m²). Le parc de résidences principales représente donc une surface totale construite d'environ 2,5 milliards de m². Par ancienneté des logements, 60 % des 25,7 millions de résidences principales occupées ont été construites avant 1975, date de la première réglementation thermique.

Selon le ministère, environ 30 % des logements auraient une étiquette de diagnostic de performance énergétique (DPE) F ou G ce qui correspond à une consommation théorique supérieure à 330 kWh/m².an. 50 % des résidences principales seraient classées D et E (consommation entre 150 et 330 kWh/m².an), et seulement 20 % des

logements consommeraient moins de 150 kWh/m².an (étiquette A, B ou C).

L'étude du ministère a également estimé la consommation réelle des logements qui présente un écart par rapport à la consommation théorique établie par le DPE. En effet, le calcul de la consommation réelle tient compte du fait que les ménages occupant des logements peu performants sur le plan énergétique (étiquette F ou G) peuvent avoir des consommations effectives moins importantes que celles prévues par le DPE dans le but de réduire leur facture énergétique. Ainsi, il n'y aurait que 25 % des logements qui consommeraient plus de 330 kWh/m².an et pratiquement 60 % des logements qui auraient une consommation réelle comprise entre 150 et 330 kWh/m².an⁶⁹.

Le Tableau n° 32 détaille la consommation moyenne d'énergie primaire⁷⁰ des résidences principales en fonction de leur date de construction et de leur type (maison individuelle ou immeuble collectif).

Tableau n° 32 Consommation d'énergie des résidences principales

Année de construction		avt 1949	1949-1974	1975-1989	1990-2006
en kWh/m ² .an	MI	256	247	199	150
	IC	270	227	155	134

Source : Direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages (DHUP)

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).

Les énergies les plus utilisées pour le chauffage sont le gaz (44 %), l'électricité (34 %) et le fioul (14 %). Pour l'eau chaude sanitaire, l'électricité (46 %), le gaz (39 %) et le fioul (9 %) sont les énergies les plus utilisées.

⁶⁹ Par comparaison, la RT 2012 fixe comme contrainte pour les logements neufs construits à compter du 1^{er} janvier 2013 une consommation inférieure à 50 kWh/m².an.

⁷⁰ Le passage des consommations finales à la consommation d'énergie primaire se fait sur la base de facteurs de conversion : 1 pour tous les combustibles (fioul, gaz naturel...), 2,58 pour l'électricité de façon à prendre en compte le rendement de production de l'électricité, etc. Une électricité entièrement photovoltaïque a un coefficient de 0,387. Le transport n'est pris en compte pour aucune des énergies.

2 - Les principales caractéristiques du parc tertiaire

Dans le secteur tertiaire, la superficie chauffée, qui est l'unité de mesure la plus couramment utilisée, est de 922 millions de m² en 2010. Les branches "commerce", "bureaux" et "enseignement" représentent, à elles seules, 64 % de l'ensemble des surfaces chauffées. La surface chauffée des établissements de l'État est de 16,6 millions de m².

En 2010, la consommation unitaire moyenne de l'ensemble des branches du tertiaire s'établit à 206 kWh/m². Sur huit ans, les consommations unitaires tous usages à climat normal sont quasi stables. Cette situation globale cache toutefois des évolutions contrastées. L'amélioration de l'isolation et des systèmes d'aération des bâtiments, la meilleure efficacité énergétique des chaudières et la prise de conscience des usagers ont permis d'obtenir une baisse de la consommation unitaire de chauffage (- 4,5 % en huit ans), à 127 kWh/m². La substitution progressive des chaudières au fioul, dont la consommation unitaire est traditionnellement plus élevée que celle des autres sources énergétiques, contribue favorablement à cette évolution.

Par contre, les consommations unitaires des autres usages sont en augmentation constante (8,3 % en huit ans), principalement du fait de l'équipement en bureautique (un ordinateur par personne en moyenne en 2009). Par ailleurs, le taux de climatisation atteint les 18% après avoir été en constante augmentation depuis 1995. Le seul paramètre allant dans le sens d'une réduction des consommations d'électricité spécifique est l'équipement croissant en ampoules à basse consommation.

3 - Le taux de renouvellement du parc de bâtiments

De 2001 à 2012, 373 000 nouveaux logements ont été mis en chantier en moyenne chaque année sur le territoire métropolitain, soit environ 1,1 % du stock existant au 1^{er} janvier 2012. À ce rythme, le renouvellement du parc de logements prendrait en théorie plus de 90 ans. En réalité, le taux de renouvellement est bien moindre car la majorité des constructions nouvelles viennent accroître le parc de logements.

Il n'est pas possible de connaître le solde net des constructions neuves, déduction faite des démolitions de l'année. En effet, le ministère ne dispose pas de statistiques sur le nombre de logements démolis et leur taille. Toutefois, les comptes du logement du SOeS montrent qu'entre 2002 et 2012, le nombre de logements en France métropolitaine a augmenté de 3,53 millions d'unités. Si l'on compare au nombre de logements commencés sur la période 2001-2011 (pour prendre en compte un an de décalage entre commencement des travaux et livraison), soit

4,14 millions de logements, le solde qui correspond aux destructions est de 0,6 million, soit 15 % des mises en chantier. Dans ses scénarios d'évolution de la consommation d'énergie, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) retient elle l'hypothèse tendancielle de 43 000 destructions par an.

De manière grossière, il peut donc être estimé que sur les dix dernières années 85 % des constructions nouvelles sont venues accroître le parc de logements. De plus, les nouveaux logements construits sont en moyenne 15 % plus grand que les logements existants.

4 - L'impact relatif des règles thermiques pour les constructions neuves

La nouvelle réglementation thermique (RT 2012) qui impose que tous les bâtiments neufs aient une consommation d'énergie primaire inférieure à 50 kWh/m²/an pour les logements neufs, est applicable à partir du 28 octobre 2011 pour les bâtiments tertiaires, publics ou inclus dans des opérations financées par l'ANRU et à partir du 1^{er} janvier 2013 pour toutes les autres constructions. À l'horizon du PEC (2020), elle aura donc été pleinement en vigueur pendant huit ans.

Le ministère a procédé à deux évaluations de l'impact potentiel de cette mesure à horizon 2020. En avril 2011 (PNAEE), il estimait que la mise en œuvre de la RT 2012 dans le secteur résidentiel permettrait une économie d'énergie finale de 1,15 Mtep en 2020 (pas d'évaluation pour l'impact dans le secteur tertiaire). Cette évaluation se fonde sur une hypothèse de 400 000 constructions neuves par an. L'évaluation d'avril 2013 (RMS) chiffre la réduction des émissions de CO₂ permise par la RT 2012 à 3,55 MteqCO₂ à horizon 2020 (à nouveau uniquement sur le résidentiel)⁷¹.

Cependant, ces "économies" de CO₂ sont calculées par rapport à un scénario tendanciel et non pas par rapport au niveau en valeur absolue des émissions de CO₂ en 2005. Il faut donc comprendre que la mise en œuvre de la RT2012 permet de contenir la hausse des émissions de CO₂ de 3,55 MteqCO₂ par rapport à une situation où le même nombre de logements auraient été construits avec la RT2005.

Il n'est pas possible pour la Cour de se prononcer sur l'efficacité de cette mesure car :

⁷¹ Cette évaluation ne tient pas compte du relèvement temporaire du plafond de 7,5 kWh pour les immeubles collectifs.

- l'évaluation de l'impact de la mesure n'est que partielle puisqu'elle ne porte pas sur le tertiaire : or, en moyenne sur la période 2006-2011, les mises en chantier dans le secteur tertiaire (30 Mm² par an) ont représenté environ 44 % des m² nouveaux construits ;
- le coût de la mesure, tant pour les particuliers que pour les entreprises et les personnes publiques, n'est pas connu : le ministère évalue l'augmentation des coûts de construction à + 5 à + 8 % par rapport à la RT 2005 en tenant compte d'un effet d'apprentissage liés à la diffusion du label BBC, les constructeurs de maisons individuelles, secteur dans lequel les gains d'industrialisation obtenus dans les grands groupes jouent moins, estiment le surcoût à plus de 10 %⁷².

Si l'efficacité ne peut être évaluée aujourd'hui, il convient de souligner que le ministère construit ses modèles sur une hypothèse de pleine efficacité de la mesure, c'est-à-dire un respect à 100 % de la RT 2012 pour les constructions neuves achevées à partir du 1^{er} janvier 2014 (pour tenir compte d'un délai de construction d'un an). Or, trois facteurs peuvent aller à l'encontre de cette hypothèse de pleine efficacité dès 2014 :

- L'adaptation du secteur de la construction à la nouvelle réglementation thermique est loin d'être achevée à la date d'aujourd'hui. Dans un secteur aux intervenants multiples comptant de nombreux artisans, la diffusion des formations liées à la RT 2012 reste partielle. De plus, la version stabilisée des logiciels permettant le calcul des performances énergétiques des bâtiments n'est disponible que depuis peu de temps.
- Le contrôle du système repose, contrairement à la situation antérieure, sur des déclarations du maître d'œuvre lors du dépôt du permis de construire et par une attestation à faire réaliser par un professionnel. Cependant, le contrôle par les services de l'État du respect de cette réglementation restera extrêmement marginal. À titre d'illustration, les statistiques du contrôle du respect des règles de construction par l'État montrent que le respect de la RT 2005 a été contrôlé pour 19 logements en 2008 et 84 logements en 2009, cette quasi-absence de capacité de contrôle par les services de l'État

⁷² Avec une hypothèse du coût de la construction à 1 500 €/m² et 70 Mm² construits, un surcoût de 5 à 10 % conduit à un surcoût total de 5 à 10 Md€/an.

expliquant sans doute le choix du recours à un système d'auto-déclaration pour la RT 2012.

- La sortie des textes est souvent tardive : ainsi les textes fixant les règles de la RT 2012 dans le secteur tertiaire autre que bureaux, enseignement, crèches n'ont été signés que le 28 décembre 2012 pour une application au 1^{er} janvier 2013 et les textes permettant la labélisation de bâtiments aux performances énergétiques supérieures à la RT 2012 ne sont pas sortis à ce jour alors que les scénarios du ministère supposent une augmentation progressive des bâtiments allant au-delà de la RT 2012.

En tout état de cause, si les tendances récentes se prolongent (373 000 logements nouveaux construits par an dont 85 % viennent accroître le parc existant), la RT 2012 aura pour effet principal de freiner la hausse de consommation d'énergie induite par l'accroissement du parc de logements en France. En revanche, son impact en terme d'économies d'énergie sera limité aux 15 % de logements neufs venant en substitution de logements anciens plus consommateurs d'énergie. Sur huit ans, cette substitution ne concernerait que moins de 1,5 % du parc de logements actuel.

La nouvelle réglementation thermique est donc avant tout un instrument de frein de la croissance de la consommation d'énergie et des émissions de CO₂ liée à l'accroissement du parc de bâtiments.

5 - Les travaux de rénovation actuels

Selon les données de l'ADEME (enquête de l'observatoire permanent de l'amélioration énergétique du logement – OPEN), le marché des travaux d'entretien-réparation des logements avait atteint 38,5 Md€ en 2010⁷³. Sur ce total, les travaux pouvant avoir un impact énergétique (i.e. ceux portant sur la toiture, les ouvertures, l'isolation, la façade et le chauffage) se montaient à 18,7 Md€.

L'étude de l'ADEME estime que les travaux ayant un impact énergétique se sont montés à 14,3 Md€ en 2010 avec 2,4 millions de logements concernés et une dépense moyenne de 6 410 €HT. Mais sur ce total, les rénovations thermiques lourdes n'ont concerné que 135 000 logements pour un coût moyen de 20 500 €HT.

⁷³ La Fédération française du bâtiment avance elle le chiffre de 42 Md€ en 2011.

III - Les mesures prises pour améliorer l'efficacité énergétique du secteur logement-tertiaire

Le plan d'action de la France en matière d'efficacité énergétique (PNAEE) d'avril 2011 prévoit 28 mesures dans le secteur résidentiel-tertiaire. Quatre de ces mesures qui étaient liées à la RT 2005 et aux labels de qualité qui y étaient associés ne sont plus en vigueur. Il reste donc 10 mesures relevant de règles contraignantes, neuf mesures relevant d'incitations financières ou fiscales et cinq mesures relevant de l'accompagnement et de la facilitation.

A - Les mesures contraignantes réglementaires

Outre la nouvelle réglementation thermique RT 2012, neuf mesures réglementaires en vigueur sont détaillées dans le PNAEE.

1 - Les mesures prises en application de la directive 2002/91/CE sur la performance énergétique des bâtiments

a) La réglementation thermique des bâtiments existants

Introduite à partir de 2007 en application de la directive 2002/91/CE, la réglementation thermique (RT) des bâtiments existants traite de l'amélioration de la performance énergétique lors de rénovation, en distinguant, selon l'importance des travaux entrepris, entre la RT globale et la RT éléments par éléments.

Pour les rénovations lourdes de bâtiments de plus de 1 000 m², la RT globale définit un objectif de performance énergétique globale pour les bâtiments rénovés, à l'exception de ceux construits avant 1948. Pour les bâtiments de moins de 1 000 m² ou pour les bâtiments de plus de 1 000 m² objets d'une rénovation légère, la RT éléments par éléments définit une performance minimale pour les éléments remplacés ou installés (équipements d'isolation, de chauffage, de production d'eau chaude, de refroidissement, de ventilation).

Un label "haute performance énergétique rénovation" a par ailleurs été créé. Il inclut deux niveaux pour les bâtiments à usage d'habitation : le label "haute performance énergétique rénovation, HPE 2009" pour les bâtiments atteignant une consommation inférieure à 150 kWhép/m²/an et le label "bâtiment basse consommation énergétique rénovation, BBC 2009" pour les bâtiments atteignant une consommation inférieure à

80 kWh/m²/an. Ce label inclut également un niveau pour les bâtiments à usage autre que d'habitation.

Présentée dans le PNAEE 2011 au titre de l'efficacité énergétique des bâtiments, l'impact de cette mesure n'est évaluée ni au titre des économies d'énergie, ni à celui des émissions de CO₂. Le coût de la mesure n'est pas non plus évalué. Le seul indicateur disponible est celui du nombre de labels attribués.

b) Le diagnostic de performance énergétique

Le diagnostic de performance énergétique (DPE) a été introduit progressivement en France à partir de 2006 en application de la directive européenne 2002/91/CE. Il doit décrire le bâtiment ou le logement ainsi que ses équipements de chauffage, de production d'eau chaude sanitaire, de refroidissement et de ventilation. Il indique soit la quantité d'énergie effectivement consommée (sur la base de factures), soit la consommation d'énergie estimée pour une utilisation standardisée du bâtiment ou du logement. La lecture du DPE est facilitée par deux étiquettes à 7 classes de A à G : une porte sur la consommation d'énergie primaire, l'autre sur les émissions de GES. Le diagnostic comprend également des recommandations qui permettent à l'acquéreur, au propriétaire, au bailleur ou au locataire, de connaître les mesures les plus efficaces pour économiser de l'énergie.

Le DPE est obligatoire pour les ventes depuis le 1^{er} septembre 2006 et pour les locations depuis le 1^{er} juillet 2007, et depuis le 1^{er} janvier 2011, l'affichage de l'étiquette "énergie" du DPE est obligatoire dans les annonces immobilières. Enfin, depuis le 1^{er} janvier 2013, les diagnostiqueurs sont tenus de transmettre à l'ADEME les DPE qu'ils ont réalisés afin de constituer une base de données.

Ni le PNAEE de 2011, ni le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de 2013, ne contient d'éléments sur le coût de cette mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation.

S'agissant d'une mesure visant 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/m²/an pour une consommation réelle observée de chauffage et

eau chaude de 150 kWh/m²/an. Diverses mesures sont en cours de déploiement pour améliorer la fiabilité des DPE.

c) Les trois mesures ayant trait aux chaudières et aux systèmes de climatisation

La directive européenne 2002/91/CE a créé trois obligations nouvelles : l'inspection périodique des chaudières utilisant des combustibles liquides ou solides non renouvelables, d'une puissance nominale utile de plus de 20 kW, la fixation de rendements minimaux pour les chaudières de puissance de 400 kW à 20 MW et l'inspection périodique des systèmes de climatisation d'une puissance nominale effective supérieure à 12 kW.

La réglementation française va au-delà de ces exigences puisqu'elle impose un entretien annuel des chaudières alimentées par des combustibles gazeux, liquides ou solides dont la puissance nominale est supérieure ou égale à 4 kW et inférieure ou égale à 400 kW⁷⁴. L'exploitant des chaudières de puissance de 400 kW à 20 MW a l'obligation de mettre en place des appareils de contrôle et de mesure du rendement, et d'appréciation de la qualité de la combustion. Par ailleurs, elles sont soumises à un contrôle obligatoire, au minimum bisannuel, de façon à s'assurer qu'elles respectent les rendements minimaux réglementaires et que les exploitants procèdent aux opérations de contrôle et de réglage auxquels ils sont astreints⁷⁵.

S'agissant des systèmes de climatisation d'une puissance nominale effective supérieure à 12 kW, la réglementation française impose une inspection périodique tous les 5 ans, la première devant intervenir dans un délai de 2 à 3 ans, selon la puissance de l'installation, à compter d'avril 2010. Cette obligation porte sur environ 300 000 systèmes de climatisation, soit 10 % du parc installé.

Les sanctions en cas de non-respect de ces obligations (chaudières et systèmes de climatisation) consistent tout d'abord en une mise en demeure de satisfaire aux obligations dans un délai déterminé. Si à l'expiration du délai aucune mise en conformité n'a été effectuée, l'autorité administrative compétente peut alors soit obliger la personne à consigner la somme entre les mains d'un comptable public, soit faire procéder d'office aux travaux à ses frais. Ces sanctions pourraient

⁷⁴ Décret n° 2009-649 du 9 juin 2009 relatif à l'entretien annuel des chaudières dont la puissance nominale est comprise entre 4 et 400 kilowatts.

⁷⁵ Décret n° 2009-648 du 9 juin 2009 relatif au contrôle des chaudières dont la puissance nominale est supérieure à 400 kilowatts et inférieure à 20 mégawatts.

également aller jusqu'à une mise à l'arrêt de l'équipement, ou encore le paiement d'une amende.

Ces trois mesures, citées dans le PNAEE de 2011 et le rapport sur les mécanismes de surveillance de 2013, ne font l'objet d'aucun développement dans ces documents sur le coût de la mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation.

Dans sa réponse à la Cour, le ministère chargé du logement indique qu'une « étude réalisée par l'ADEME a évalué que le dispositif d'obligation d'entretien annuel des chaudières permettrait de réaliser des économies d'énergie pouvant atteindre 8 à 12 % ». Cette fourchette de % figure bien sur la plaquette éditée par l'ADEME à destination du grand public sur l'entretien des chaudières mais, interrogée sur ce point, l'ADEME indique ne pas avoir connaissance d'une telle étude.

S'agissant de l'inspection des systèmes de climatisation, une étude européenne menée entre 2007 et 2010 est disponible qui quantifie de manière détaillée les gains possibles et ceux actuellement réalisés avec le système d'inspection européen.

Par ailleurs, le ministère chargé du logement reconnaît que sur le contrôle du respect de ces obligations, qui incombe notamment aux agents de la DGCCRF, « très peu de retours sont disponibles ».

2 - Les autres mesures contraignantes

a) L'obligation de travaux dans les bâtiments tertiaires

La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 dite Grenelle II a introduit l'obligation de réaliser « des travaux d'amélioration de la performance énergétique (...) dans les bâtiments existants à usage tertiaire ou dans lesquels s'exerce une activité de service public dans un délai de huit ans à compter du 1^{er} janvier 2012 ».

Ni le PNAEE de 2011, ni le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de 2013, ne contient d'éléments sur le coût de cette mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation.

La Cour constate que, alors que le délai de huit ans pour réaliser ces rénovations court depuis plus de 17 mois, le décret d'application permettant de préciser la nature de cette obligation, et donc d'en débiter l'application, n'est toujours pas sorti.

Le ministère chargé du logement semble d'ailleurs abandonner la publication de ce décret puisqu'il indique à la Cour qu'un scénario

alternatif a été récemment défini qui propose « *plutôt que d'imposer une obligation systématique de travaux (...), l'instauration de chartes volontaires dont l'objectif est de lancer la dynamique de rénovation énergétique* ». Ce n'est que lorsqu'une capitalisation suffisante des informations sur les actions les plus pertinentes pour le parc tertiaire aura été faite que la préparation du décret pourra être engagée.

b) L'étude de faisabilité des approvisionnements en énergie

Dans le PNAEE de 2011, le ministère cite également parmi les mesures concernant l'efficacité énergétique des bâtiments l'obligation introduite par la loi du 13 juillet 2005, donc antérieurement au PEC, de faire réaliser, avant le dépôt du permis de construire, une étude de faisabilité technique et économique des diverses solutions d'approvisionnement en énergie pour les constructions de surface hors œuvre nette supérieure à 1 000 m² ou une opération de rénovation très lourde d'un bâtiment existant de plus de 1 000 m², obligation applicable depuis le 1^{er} janvier 2008. Dans le cadre de la RT 2012, le maître d'ouvrage doit délivrer au moment du dépôt du permis de construire un document attestant que l'étude de faisabilité des approvisionnements en énergie a bien été effectuée.

Dans le PNAEE, le ministère n'indique aucune évaluation du coût de la mesure, aucun indicateur de suivi de sa mise en œuvre, ni aucun élément d'évaluation de la mesure.

c) L'audit énergétique des co-propriétés

La loi Grenelle II a créé une obligation de réaliser un diagnostic de performance énergétique pour les bâtiments équipés d'une installation collective de chauffage ou de refroidissement dans un délai de cinq ans à compter du 1^{er} janvier 2012 et un audit énergétique pour ceux de ces bâtiments en copropriétaire de 50 lots ou plus, et dont la date de dépôt de la demande de permis de construire est antérieure au 1^{er} juin 2001.

Ces mesures, citées dans le PNAEE de 2011 et le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de 2013, ne font l'objet d'aucun développement dans ces documents sur le coût de la mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation.

S'agissant du DPE des copropriétés, ces 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.

Ces textes ne prévoient aucune sanction en cas de non-respect de l'obligation.

Le ministère estime que si « *certaines copropriétés ne respecteront malheureusement pas l'obligation, les retours et questions que nous avons de la part des bureaux d'études thermiques, des syndicats, des syndicats de copropriétaires ou des différentes associations du monde de la copropriété, montrent une dynamique significative pour la réalisation des audits énergétiques* ».

Au total, il y a environ 650 000 copropriétés, dont près de 30 000 concernées par l'audit énergétique. En prenant un coût moyen de 1 000 € pour le DPE et de 5 000 € pour l'audit énergétique, le coût total de la mesure est de l'ordre de 770 M€ sur 5 ans (2012-2016).

Le ministère reconnaît enfin qu'il « *est difficile d'estimer le nombre d'audits énergétiques effectivement réalisés* » et d'estimer le bénéfice attendu pour 2020.

B - Les mesures d'incitation financière

1 - Les certificats d'économie d'énergie⁷⁶

Le mécanisme des certificats d'économie d'énergie (CEE) 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.

2 - Le crédit d'impôt développement durable (CIDD)

Depuis 2005 et la loi POPE, les particuliers peuvent bénéficier d'un crédit d'impôt pour l'achat de matériaux ou d'équipements les plus performants en matière d'économies d'énergie ou de production d'énergie d'origine renouvelable. Ce dispositif a été étendu aux

⁷⁶ Les CEE qui ont un impact principalement sur le secteur du bâtiment sont classés, dans le PNAEE, comme une mesure relevant du secteur de l'énergie et non du secteur résidentiel-tertiaire.

propriétaires bailleurs et prorogé jusqu'à la fin 2015. Depuis sa création, la liste des équipements éligibles au CIDD ainsi que les taux dont ils bénéficient ont été régulièrement modifiés.

Son coût est estimé à 1,13 Md€ en 2012 et 650 M€ en 2013 (dans le projet de loi de finances pour 2013).

De 2005 à 2010 (les années citées correspondent à celles de réalisation des travaux, la déduction fiscale intervient l'année suivante), 6,2 millions de logements ont bénéficié au moins une fois du CIDD sur un ensemble de 27 millions de résidences principales en France métropolitaine. Le crédit d'impôt total accordé sur cette période s'élève à 12 Md€, pour 40 Md€ de dépenses déclarées par les ménages. En 2010, 1,41 millions de ménages en ont été bénéficiaires et ont bénéficié d'un crédit d'impôt moyen s'élevant à 1 375 €, pour un montant déclaré moyen de 5 880 €.

Afin de rééquilibrer le soutien public en faveur des rénovations lourdes, la loi de finances initiale (LFI) pour 2012 a prévu une modulation du CIDD en fonction de l'ampleur des travaux en introduisant une bonification de taux en cas de réalisation de plusieurs travaux ("bouquet de travaux"), a supprimé l'avantage fiscal aux fenêtres d'une maison individuelle lorsqu'elles ne font pas partie d'un bouquet de travaux, a diminué le taux du crédit d'impôt octroyé au titre de l'installation de panneaux photovoltaïques, a introduit des plafonds d'assiette spécifiques aux panneaux photovoltaïques ainsi qu'aux chauffe-eau solaires (solaire thermique) et a prévu la non-reconduction de l'éligibilité des logements neufs au-delà de 2013, date d'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation thermique.

Le PNAEE de 2011 estimait que le CIDD permettait une économie d'énergie de 1,43 Mtep à horizon 2020. Le RMS de 2013 chiffre lui l'économie d'émission de CO₂ à 3,76 MteqCO₂ à horizon 2020.

Le ministère indique, dans le rapport sur les mécanismes de surveillance (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. (...).

Les gains en isolation permettent également de réduire le coût d'une augmentation du chauffage. De ce fait, les rénovations peuvent induire des gains en consommation d'énergie (et par conséquent en termes d'émissions de GES) moindres qu'escomptés en première analyse. Cet effet rebond permet un gain en confort mais il réduit d'autant les gains d'émissions de gaz à effet de serre permis par les rénovations. Le modèle ResIRF rend compte de ce phénomène, mais sa quantification précise requiert de bien contrôler des paramètres déterminants du comportement des agents (revenu des ménages, typologie des logements). »

Le ministère reconnaît que les données statistiques concernant le crédit d'impôt sont pauvres. Les données sont collectées par la DGFIP 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.

La Cour des comptes dans son rapport sur les énergies renouvelables indique que « l'évaluation conduite pour le comité d'évaluation des dépenses fiscales et des niches sociales en 2011⁷⁷ a néanmoins mis en évidence d'importantes disparités du coût public du carbone évité entre les différents équipements éligibles, sans justification particulière. Mis à jour en 2012, ces coûts diffèrent beaucoup d'une filière à l'autre comme le montre le tableau ci-dessous :

⁷⁷ Rapport d'avril 2011.

**Tableau n° 33 Coûts publics de la tonne de CO₂ évitée
des différentes technologies aidées par le CIDD pour
2012**

<i>Filières</i>	<i>Coût public en €/t CO₂ évitée</i>
<i>Solaire thermique</i>	<i>448</i>
<i>Isolation des parois vitrées</i>	<i>139</i>
<i>Photovoltaïque</i>	<i>112</i>
<i>Pompes à chaleur</i>	<i>53</i>
<i>Chaudières à condensation</i>	<i>33</i>
<i>Isolation des parois opaques (toits et murs)</i>	<i>21</i>
<i>Appareil indépendant de chauffage au bois</i>	<i>20</i>

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

(...)

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

Les modèles utilisés permettent d'évaluer l'impact du CIDD sur la réduction des émissions de GES et les consommations d'énergie. D'après l'un de ces modèles, le CIDD a permis de réduire la consommation d'énergie primaire théorique du parc résidentiel de près de 8 % en 2010 par rapport à 2008 et de réduire les émissions de GES théoriques (hors effet de rebond) du secteur résidentiel de près de 7,5 % par rapport à 2008. Le maintien du CIDD jusqu'en 2020 tel qu'il était conçu en 2011 permettrait une réduction de 30 % des émissions du parc entre 2008 et 2020 ainsi qu'une réduction de 30 % de la consommation d'énergie du parc résidentiel. Ainsi, selon le rapport précité, l'objectif de 38 % des consommations d'énergie du parc résidentiel ne serait ainsi pas atteint par le seul CIDD mais il y contribue pour une large part.

En effet, entre 2005 et 2008, 4,2 millions de résidences principales ont fait l'objet de travaux éligibles, soit 15 % du parc des résidences principales. En extrapolant avec le nombre de bénéficiaires en 2009 et 2010 donné par le projet de loi de finance pour 2012, soit 3,1 millions de bénéficiaires, ce serait ainsi près de 25 % du parc des résidences principales qui auraient fait l'objet de travaux. Selon le rapport d'évaluation du CIDD, de 2005 à 2008, ce sont en majorité des logements individuels (83 %) occupés par des ménages qui en sont propriétaires (95 %) construits avant 1975 (66 %) et situés au Nord de la Loire.

3 - L'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ)

Introduit par la loi de finances pour 2009, et modifié par la loi de finances pour 2012, l'éco-PTZ 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'impôt égal 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 mêmes montant et durée de remboursement, consenti à des conditions normales de taux à la date d'émission de l'offre.

L'éco-PTZ s'adresse à toute personne propriétaire d'un logement construit avant le 1^{er} janvier 1990, occupé à titre de résidence principale par le propriétaire ou son locataire. Un seul éco-PTZ peut être accordé par logement.

Pour bénéficier de l'éco-PTZ, il faut :

- soit mettre en œuvre un "bouquet de travaux" dans au moins deux catégories définies (par exemple : isolation de la toiture, isolation des murs extérieurs, installation ou remplacement d'un système de chauffage utilisant une source d'énergie renouvelable, etc...) ;
- soit atteindre un niveau de « performance énergétique globale » minimale du logement ;
- soit réhabiliter un système d'assainissement non collectif par un dispositif ne consommant pas d'énergie.

L'éco-PTZ permet de financer jusqu'à 30 000 € de travaux, en fonction des catégories de travaux envisagés. La durée de remboursement peut aller jusqu'à 15 ans. L'éco-PTZ est cumulable avec le CIDD sous condition de ressources.

Tableau n° 34 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	33 861
Coût générationnel ⁷⁸ (M€)	192	189	109	81

Source : Direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages (DHUP)

La dépense fiscale 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.

Le montant moyen des travaux financés par l'éco-PTZ est de 19 879 € pour un montant moyen du prêt de 17 183 €.

D'après le modèle d'évaluation développé par le MEDDTL, les travaux financés par l'éco-prêt à taux zéro sur la période 2009-2010 permettront d'économiser au total environ 2,8 MtCO₂ et 14,9 TWhEP d'ici à 2020 par rapport à une trajectoire tendancielle. Pour ces éco-PTZ, le coût public moyen est ainsi estimé à 56 € par tonne de CO₂ évitée et de 10 € par MWhEP évité.

Le modèle SceGES n'a pas été réutilisé pour mesurer l'impact de l'éco-PTZ sur les missions de gaz à effet de serre sur la période suivante. Par extrapolation, les 225 000 éco-PTZ distribués sur la période 2009-2012 permettraient d'économiser au total environ 4,2 MtCO₂ et 22,4 TWhEP d'ici à 2020 par rapport à cette même trajectoire tendancielle.

4 - L'éco-prêt logement social (éco-PLS)

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 :

⁷⁸ 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-PTZ dont l'offre de prêt a été émise au cours de l'année de référence. Le crédit d'impôt correspondant à un éco-PTZ 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.

- un dégrèvement de taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB) pour les organismes d'HLM ou les SEM immobilières qui font réaliser des travaux d'économies d'énergie conformes à la réglementation thermique en vigueur égal à un quart des dépenses engagées au cours de l'année précédant celle au titre de laquelle l'imposition est due (ce dégrèvement est imputable sur la TFPB due pour le bâtiment ayant fait l'objet de ces travaux mais également pour tous les autres bâtiments appartenant au même bailleur social imposés dans la même commune ou dans d'autres communes dès lors qu'ils dépendent tous du même centre des impôts) ; le coût de ce dégrèvement est estimé à 92 M€ pour 2013 ;
- un éco-prêt logement social (éco-PLS) qui est un prêt à taux bonifié distribué par la Caisse des dépôts et consignations depuis 2009.

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€.

L'éco-PLS de deuxième génération est un prêt à taux variable, adossé au taux du livret A, et sa durée maximum est portée à 25 ans. Le taux du prêt dépend de sa durée, pour avoir un équivalent-subvention équivalent quelle que soit la durée : au taux du livret A, sur une durée de 5 à 15 ans ; au taux du livret A + 0,15 %, sur une durée de 16 à 20 ans et au taux du livret A + 0,25 %, sur une durée de 21 à 25 ans.

La distribution des éco-PLS de deuxième génération a commencé en février 2012 : 23 383 logements ont bénéficié de l'éco-PLS 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.

En moyenne, le coût d'une réhabilitation financée par l'éco-PLS s'élève à 28 000 € par logement, pour un montant de prêt éco-PLS de 12 000 €. La réhabilitation porte généralement sur un périmètre plus large que celui de l'efficacité énergétique.

L'éco-PLS 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. Le coût est évalué à environ 115 M€ pour la première

génération et 12 M€ pour la seconde génération de prêt (au 31 décembre 2012).

Il est à noter que, dans son rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) d'avril 2013, le ministère indique que l'éco-PLS « *pérennisé jusqu'en 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 1^{er} août 2013) sur une durée de 15 ans.

Le surcoût pour le fonds d'épargne de cette évolution est évalué par la CDC à 140 M€ en partie compensé par la baisse de la rémunération des réseaux bancaires collecteur. Pour mémoire, la rénovation de 70 000 logements prévue en 2012 représentait un coût de 35 M€, pour un taux égal au taux du livret A sur 15 ans.

5 - Le programme "Habiter mieux" de l'ANAH

Le programme "Habiter Mieux" est le programme d'investissement d'avenir "Fonds d'aide à la rénovation thermique des logements privés" (FART)⁷⁹ dont l'agence nationale de l'habitat (ANAH) est l'opérateur. Ce programme prend la suite des mécanismes d'éco-subventions et d'éco-primés de l'ANAH en vigueur du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2010.

La convention du 14 juillet 2010 signée entre l'État et l'ANAH confie à l'Agence la mise en œuvre de ce programme P 331 « Rénovation thermique des logements », qui 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 (EDF – GDF Suez – Total) au titre du dispositif des CEE.

Ce programme cherche à améliorer la performance énergétique du parc de logements privés, quasi exclusivement en étiquette G (le plus énergivore). Il vise un objectif de rénovation thermique de 300 000 logements privés occupés par des propriétaires aux revenus modestes sur la période fin 2010-2017.

⁷⁹ Créé par la loi n° 2010-237 du 9 mars 2010 de finances rectificatives pour 2010 ; les conditions d'emploi du FART sont définies par le décret n° 2011-1426 du 2 novembre 2011 et le règlement qui lui est annexé.

Les ménages éligibles à ce programme bénéficient de :

- l'assistance à maîtrise d'ouvrage d'un opérateur pour certaines missions d'ingénierie (réalisation d'un diagnostic du logement, analyse financière et sociale des capacités du ménage, établissement de scénarios de travaux les plus efficaces et compatibles avec les ressources du ménage, aide à l'élaboration du projet et le montage du dossier de financement, appui à la réception des travaux et aux démarches permettant d'obtenir les financements) ;
- une aide financière à l'ingénierie sociale, technique et financière permettant d'accompagner les ménages propriétaires occupants de ressources modestes tout au long du processus de travaux de 306 € à 438 € (valeur 2012) par logement ;
- une aide aux travaux d'économie d'énergie, dite de solidarité écologique (ASE) d'un montant 1 600 € : cette prime peut être majorée à due concurrence des aides accordées par les collectivités locales, dans la limite d'un plafond de 2 100 €, dès lors que les travaux permettent une amélioration d'au moins 25 % de la performance énergétique du logement ; cette prime forfaitaire s'adosse aux aides de l'ANAH, d'un montant de 20 % ou 35 % d'un plafond de travaux de 20 000 € HT.

Conformément aux termes de la convention du 14 juillet 2010, le programme s'appuie sur la conclusion de contrats locaux d'engagement (CLE) signés à l'échelle départementale, et qui visent à mobiliser le partenariat en matière de repérage et de solvabilisation des ménages.

Le programme Habiter mieux 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 PNAEE de 2011, ni dans le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de 2013.

Le programme Habiter mieux 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.

Dans son rapport d'octobre 2013 sur les CEE, la Cour estime que *« la complexité du programme et la difficulté d'identification des publics cibles ont conduit à un démarrage très lent et à un retard qui ne semble pas pouvoir être comblé »*.

Par ailleurs, le ministère classe parmi les actions du PNAEE la création d'un Observatoire national de la précarité énergétique au 1^{er} mars 2011.

6 - Les autres incitations financières

a) Le livret développement durable

Depuis le 1^{er} janvier 2007, les fonds sur les livrets développement durable permettent d'octroyer des prêts à taux avantageux pour le financement de travaux d'économies d'énergie dans les logements construits depuis plus de 2 ans. Les travaux finançables sont ceux éligibles au crédit d'impôt développement durable.

b) Les fonds FEDER

Depuis le juin 2009, les investissements en énergies renouvelables et en efficacité énergétique 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.

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.

c) La répartition des économies d'énergie entre propriétaire et locataire

La loi n° 2009-323 du 25 mars 2009 a prévu que la possibilité sous conditions pour le propriétaire de faire participer son locataire, après réalisation des économies d'énergie, à hauteur de la moitié de l'économie de charges estimée. Il s'agit d'un instrument essentiel pour encourager la réalisation de travaux dans les logements en location. Aucun élément d'évaluation sur ce dispositif n'est disponible à ce stade.

C - Les mesures d'accompagnement

1 - L'évolution des règles de décision en copropriété

L'article 7 de la loi Grenelle II prévoit une modification des règles de copropriété afin d'introduire :

- un vote à la majorité des voix des copropriétaires de l'exécution de travaux d'intérêt collectif dans les parties privatives aux frais du copropriétaire concerné ;
- un vote à la majorité des voix des copropriétaires de l'installation de compteurs d'énergie thermique ou de répartiteurs de frais de chauffage ;
- l'inscription obligatoire, à l'ordre du jour de l'assemblée générale des copropriétaires qui suit l'établissement d'un DPE ou le cas échéant d'un audit énergétique de la question d'un plan de travaux d'économies d'énergie ou d'un contrat de performance énergétique.

Ni le PNAEE de 2011, ni le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS) de 2013, ne contient d'éléments sur le coût de cette mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle ou sur son évaluation.

Le décret d'application qui fixe la liste des travaux concernés a été publié seulement le 3 décembre 2012 dernier. Le ministère n'a donc pas à ce jour d'éléments sur sa mise en œuvre.

2 - L'individualisation des frais de chauffage

Le ministère fait figurer dans les mesures du PNAEE l'obligation pour tout immeuble collectif pourvu d'un chauffage commun de « *comporter, quand la technique le permet, une installation permettant de déterminer la quantité de chaleur et d'eau chaude fournie à chaque local* ».

occupé à titre privatif» qui a été créée par la loi n° 74-908 du 29 octobre 1974⁸⁰. Il peut être dérogé à cette obligation « *en raison d'une impossibilité technique ou d'un coût excessif* ».

Ni le PNAEE de 2011, ni le RMS de 2013, ne contient d'éléments sur le coût de cette mesure, sur ses indicateurs de suivi, sur les moyens de contrôle. Le ministère justifiait juste, en 2011, cette inclusion en indiquant que « *cette mesure se fonde sur l'hypothèse d'une réduction de la consommation totale de chauffage de l'immeuble de 10%* ». Il est probable que, depuis quarante ans qu'elle est en vigueur, cette hypothèse a eu le temps d'être vérifiée ou invalidée, et qu'en tout état de cause, l'obligation législative a eu le temps de produire ses effets.

Néanmoins, le décret n° 2012-545 du 23 avril 2012 est venu rappeler cette obligation et en faciliter la mise en œuvre en redéfinissant les impossibilités techniques d'installer ces compteurs et imposant une installation des compteurs avant le 31 mars 2017. L'étude d'impact de ce décret est particulièrement éclairante. Elle chiffre l'investissement nécessaire pour la pose de ces appareils entre 52 et 630 M€ (facteur 1 à 12 lié à la pose ou non de robinets thermostatiques) sur cinq ans, le coût de fonctionnement à 82 M€/an et les économies d'énergies engendrées entre 86 et 145 M€/an. Cela signifie qu'avec les économies nettes attendues (entre 4 et 63 M€/an) et avec un taux d'actualisation nul, il faudrait entre moins d'un an et plus 157 ans pour rembourser l'investissement initial. En d'autres termes, l'administration n'est pas en mesure de se prononcer sur la rentabilité économique de sa mesure.

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 Brottes⁸¹ 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

⁸⁰ Et figure aujourd'hui à l'article L241-9 code de l'énergie.

⁸¹ décision n° 2013-666 DC du 11 avril 2013.

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 dispositif de comptage.

3 - La possibilité de dépassement des COS

L'article 20 de la loi Grenelle II a introduit la possibilité pour les conseils municipaux ou les autorités de déroger aux règles de densité d'occupation, dans la limite de 30%, pour les constructions satisfaisant à des critères de performance énergétique élevée ou alimentées à partir d'équipements performants de production d'énergie renouvelable ou de récupération.

Le ministère indique ne pas disposer de données fiables pour évaluer le nombre de délibérations prises en application de cette disposition. Il est donc impossible d'évaluer l'impact de cette mesure.

4 - Les signes de qualité dans le bâtiment

Les processus de reconnaissance des compétences des professionnels du bâtiment (appellations, qualifications, ou certifications) visent à inciter les professionnels à développer ou faire reconnaître leurs compétences et les donneurs d'ordre à faire appel de préférence à des entreprises qualifiées.

Concernant le domaine des économies d'énergie, plusieurs dispositifs ont été mis en place à l'initiative des professionnels et/ou des pouvoirs publics :

- l'organisme QUALIBAT131 a mis en place de nouvelles certifications "Energies renouvelables" et "Rénovation énergétique", ainsi que la mention "Efficacité énergétique", qui accompagne désormais les qualifications se rapportant à l'enveloppe et à l'équipement technique ;
- le label ECO Artisan, développé par la CAPEB (Confédération de l'Artisanat et des Petites Entreprises du Bâtiment) et attribué par QUALIBAT, identifie des artisans spécialisés en réhabilitation énergétique globale des bâtiments ;
- le label des "Pros de la performance énergétique", développé par la FFB (Fédération Française du Bâtiment), identifie les entreprises disposant soit d'une qualification professionnelle QUALIBAT ou Qualifelec avec la mention "économie

d'énergie", soit d'un certificat QUALIBAT ou Certibat sur l'offre globale de rénovation énergétique.

Devant la multiplication des signes de qualité et le manque de lisibilité qui en résulte pour les particuliers, les professionnels et le ministère ont créé un label « Reconnu Grenelle Environnement ».

5 - Les programmes de formation et de recherche

Le programme FEEBAT (Formation aux Economies d'Energie dans le Bâtiment) financés par le dispositif des certificats d'économie d'énergie à travers un partenariat avec EDF, vise à développer et adapter l'offre de formation continue. Fin 2012, 52 000 stagiaires avaient assistés à l'un des modules de formation du programme FEEBAT pour un objectif de 120 000 stagiaires formés fin 2012.

Le programme « Règles de l'art Grenelle environnement 2012 » (RAGE) vise d'une part à mettre à jour les règles de l'art en vigueur et en proposer de nouvelles en particulier pour les travaux de rénovation et d'autre part à réviser les référentiels de formations initiales et continue du secteur. Ce programme est financé au travers des CEE.

D - L'État exemplaire

Conformément aux recommandations incluses dans les textes européens⁸², la France a développé une politique d'État exemplaire qui comporte un volet efficacité énergétique.

À la suite de l'engagement n° 4 du Grenelle de l'environnement (fin 2007), la loi du 3 août 2009 dite Grenelle I consacre son article 48 à "l'État exemplaire". Aux termes de celui-ci, les administrations de l'État entreprendront, notamment, au plus tard en 2009 un bilan de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de GES et engageront un plan pour améliorer leur efficacité énergétique, avec un objectif d'amélioration de 20 % en 2015.

La circulaire du Premier ministre n° 5351/SG du 3 décembre 2008 relative à l'exemplarité de l'État au regard du développement durable dans le fonctionnement de ses services et de ses établissements publics, organise l'action des administrations centrales et déconcentrées ainsi que des opérateurs de l'État et cadre cette action dans trois domaines : les achats courants, les mesures d'éco-responsabilité, enfin la responsabilité

⁸² Ainsi, la directive 2006/32/UE du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique demande à ce que « les États veillent à ce que le secteur public joue un rôle exemplaire dans le cadre de la présente directive ».

sociale de l'État. Ces actions sont déclinées dans des fiches annexées à la circulaire, et comporte, pour la plupart des actions, des indicateurs devant être renseignés chaque année.

Parmi les très nombreuses actions listées dans ces fiches figurent, par exemple, l'établissement d'un bilan des consommations énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre des administrations centrales d'ici à la fin de l'année 2008, l'établissement d'audits énergétiques de tous les bâtiments de l'État d'ici à fin 2010 ou l'interdiction d'acheter des lampes à incandescence et l'obligation d'installer des dispositifs d'extinction automatique de l'éclairage.

Les circulaires du 16 janvier 2009 relatives à l'immobilier de l'État, dont l'objet dépasse le cadre du Grenelle de l'environnement, comportent néanmoins des préconisations visant à sa mise en œuvre.

L'objectif assigné en matière de rénovation énergétique du parc existant de l'État et de ses établissements publics est de réduire les consommations d'énergie d'au moins 40 % et les émissions de GES d'au moins 50 % dans un délai de dix ans. Tous les bâtiments de l'État et de ses principaux établissements publics devront faire l'objet d'un audit technique d'ici à fin 2010 et les travaux devront être engagés d'ici à 2012, en ayant traité à cette échéance les surfaces les moins économes. Le coût total de ce programme de rénovation thermique est alors estimé à 24 Md€, dont 10 Md€ pour l'État seul.

Si la politique "État exemplaire" n'omettait donc pas initialement les questions bâtimentaires, elle a vite connu des limites. Les surfaces concernées ont été circonscrites aux surfaces de l'administration centrale. Il est vrai que la circulaire du 16 janvier 2009 attribuait aux préfets la charge de l'État "propriétaire" dans les régions et départements, y compris les responsabilités liées au Grenelle, comprenant notamment la rénovation thermique et la mise à niveau des bâtiments.

À titre d'exemple, le ministère en charge du développement durable a procédé aux audits de ses surfaces pour une surface totale de 240 748 m² SHON. En se référant au total des surfaces occupées par le programme « Ecologie, développement et aménagement durable », soit 3 574 258 m² en 2008 (dont 1 124 688 m² de bureaux), les audits n'ont couvert qu'une très faible proportion des surfaces : 7 % environ du total des surfaces et 20 % des surfaces de bureaux.

Le ministère n'a pas été particulièrement actif dans la mise en place des audits, mais en cela, il ne se distingue pas des autres administrations. En effet, il avait été prévu dans le cadre du "plan de relance" de consacrer 50 M€ à la campagne d'audits des bâtiments de

l'État. Ces audits ont principalement porté sur le parc immobilier des services déconcentrés de l'État dont la gestion relève des préfets.

De cette campagne, qui était normalement une première étape avant le lancement des travaux destinés à remplir les objectifs du Grenelle, on peut retenir que :

- elle a été plus lente à se mettre en place que prévu, les audits ayant pour la plupart été réalisés à partir de la fin de l'année 2010 alors que la loi Grenelle anticipait que les résultats seraient déjà disponibles à cette date ;
- elle n'a concerné qu'une fraction minoritaire du parc immobilier de l'État : les audits réalisés ont porté sur 10,3 Mm² du parc immobilier occupé par des services de l'État soit 16 % des 68,6 Mm² des biens de l'État qu'ils occupent ;
- les résultats des audits sur la performance énergétique des bâtiments ont fait ressortir que les bâtiments de classes E, F et G, de moindre performance, constituent environ un quart des surfaces de l'échantillon. Concernant les gaz effet de serre (GES), le ratio est meilleur pour le cumul des classes E, F et G (15 %).
- les audits n'ont pas été suivis, en règle générale, de travaux, en raison de la situation budgétaire de l'État. Compte tenu de l'âge d'une partie du parc immobilier, les actions à mener doivent en outre comprendre des travaux d'améliorations des performances énergétiques avec des travaux de gros entretien, ce qui nécessite la mobilisation de programmes budgétaires différents (le programme 723 orienté vers l'investissement mobilier ; le programme 309 consacré au gros entretien immobilier des biens dont l'État est propriétaire ; et le programme 333 « moyens mutualisés des administrations déconcentrées » qui couvre, entre autres, le petit entretien immobilier). Enfin, la difficulté à dégager des moyens dans le contexte économique conduit à arbitrer en interministériel les décisions de réaliser des travaux sur un ensemble immobilier plutôt qu'un autre. Des administrations peuvent être contraintes de demeurer dans des locaux très consommateurs en énergie.

Les audits sont restés sans lendemain, au MEDDE comme ailleurs, et le ministère s'est davantage consacré à la mise en place de son projet de regroupement immobilier. Il n'est guère surprenant, dans ces conditions, que le poste "énergies et fluides, éclairage" n'ait pas accusé de

baisse au cours de la période : la consommation d'énergie, en volume, a augmenté de 9 % en 2011 par rapport à 2009. Pour le coût par agent, le ministère en charge du développement durable n'a validé les indicateurs interministériels qu'en ayant recours à des taux d'actualisation très importants : +6,65 % en 2010 et +17 % en 2011, qui sont excessifs compte tenu du mix énergétique du ministère (la consommation électrique, dont le prix a moins augmenté, représente 55 % de la consommation totale du ministère).

Comme il a été indiqué, la directive 2012/27/CE du 14 novembre 2012 relative à l'efficacité énergétique, premier texte européen contraignant venant traduire l'objectif de 20 % d'efficacité énergétique, impose, au titre de l'exemplarité du secteur public, 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.

IV - L'évaluation de la politique d'efficacité énergétique du secteur logement-tertiaire dans le PEC

A - L'atteinte des objectifs globaux du PEC – l'efficacité de la politique

1 - Les scénarios d'évaluation apparemment en ligne avec les objectifs 2020

Pour répondre aux exigences de la directive 2006/32/CE dite ESD, la France s'est fixé comme objectif indicatif d'atteindre un volume d'économies d'énergie finale d'environ 12 Mtep en 2016. Dans le PNAEE de 2011, le ministère évalue deux scénarios : un scénario tendanciel PG (pré-Grenelle) et un scénario AMS (scénario fondé sur la modélisation de l'impact de l'ensemble des mesures décidées à l'été 2010 et des objectifs sectoriels inscrits dans la loi suite au Grenelle de l'environnement). L'évaluation des économies d'énergie dans le scénario AMS se monte à 18 Mtep en 2016, au-delà donc de l'objectif.

Dans le RMS de 2013, le ministère évalue aussi deux scénarios :

- 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 2012⁸³ ;
- un scénario AMS (avec mesures supplémentaires) qui prend en compte – en plus des mesures déjà considérées dans le scénario AME – celles additionnelles décidées depuis le 1^{er} janvier 2012 et surtout celles prévues même si elles n'ont pas encore été mises en œuvre.

Le scénario AME conduirait à une baisse de 14,7 % des émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2020 (hors secteur SCEQE). La France atteindrait donc juste l'objectif de réduction qu'elle a accepté pour les secteurs non soumis à la directive SCEQE dans le cadre du paquet énergie climat, soit –14 %. Le scénario AMS permettrait lui une baisse de 22 % entre 1990 et 2020 des émissions de ces secteurs.

Dans ces scénarios, la France atteint ses objectifs et cela en grande partie grâce au secteur logement-tertiaire.

2 - Le scénario avec mesures existantes est fragile

Comme le reconnaît avec euphémisme le ministère dans son rapport RMS de 2013, « *le scénario AME pourra être considéré comme légèrement ambitieux sur certains points* ». Le caractère très ambitieux des hypothèses sous-jacentes concerne principalement la construction neuve de logements.

Le PNAEE 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 (la réduction de 58 à 51 % de la part des maisons individuelles, favorable en termes de scénario de consommation énergétique, est justifiée puisque le nouveau pourcentage correspond à la part des maisons individuelles dans les logements neufs commencés entre 2007 et 2012).

Ces deux chiffres constituent une rupture par rapport à la moyenne des mises en chantier sur les douze dernières années qui est de 373 000 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).

⁸³ Ce scénario est voisin du scénario AMS du PNAEE de 2011 mais sans être totalement identique.

Par ailleurs, le rythme de 500 000 constructions neuves par an amène la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) 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) :

- le modèle 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 ;
- le nombre de logements vacants connaît une croissance forte (+33,7 %) ce qui porte le nombre de logements vacants à 2,9 millions à l'horizon 2020 et pour boucler le scénario à horizon 2030 en gardant l'hypothèse de 500 000 constructions neuves, il faut envisager une augmentation de 1,5 million du nombre de logements vacants entre 2010 et 2030.

Enfin, les scénarios de la DGEC se fondent sur l'hypothèse d'une mise en œuvre à 100 % dès 2013 de la RT 2012 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.

Avec ce jeu d'hypothèse, le parc occupé de résidences principales serait constitué à hauteur de 17 % de logements construits après 2010. Les hypothèses de 500 000 constructions neuves par an 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.

3 - Le scénario-objectifs n'est que 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 RMS 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 PEC.

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.

Il reprend 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 CIDD 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.

Les scénarios du ministère 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).

S'agissant du parc tertiaire existant, les scénarios de la DGEC 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 tertiaire 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).

Le ministère constate que « *peu de données sont disponibles sur le sujet. L'ORIE (L'Observatoire Régional de l'Immobilier d'Entreprise en Ile-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.

4 - Aucune analyse de sensibilité n'a été publiée

Face à une situation aussi incertaine, et dont le degré d'incertitude ne peut être réduit de façon aisée, ma démarche souhaitable aurait été de mener des analyses de sensibilité. La seule analyse 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 d'analyse de sensibilité.

B - Les limites à l'évaluation de l'efficacité de la politique de mise en œuvre du PEC dans le bâtiment

Si l'évaluation de l'efficacité de la politique de mise en œuvre du PEC dans le secteur du bâtiment est soumise à un fort aléa, la France ne s'est pas mise dans la situation de pouvoir évaluer objectivement l'efficacité de cette politique.

Le premier obstacle à l'évaluation de l'efficacité de cette politique est l'absence de calcul du coût pour la collectivité, et pas seulement pour les finances publiques, des mesures prises.

Le second obstacle est la non quantification, dans les outils d'évaluation, de certains biais structurels. De nombreux travaux d'évaluation des politiques publiques d'économies d'énergie ou d'efficacité énergétique ont été menés dans le monde entier. Ces évaluations cherchent à mettre en rapport l'argent (public ou privé) dépensé et les quantités d'énergie ou de CO₂ économisées. Elles reposent

sur des quantités d'énergie consommée calculées et non pas constatées. Les travaux menés ont permis de mettre en lumière les écarts entre les deux qui constituent une limite structurelle à toute évaluation de ces politiques publiques.

Ces écarts sont de quatre type : la surestimation de la consommation de départ, l'effet rebond, les défauts de mise en œuvre et l'effet d'aubaine.

1 - La surestimation de la consommation de départ et l'effet rebond

Les travaux d'évaluation ont montré que très souvent la consommation d'énergie réelle des ménages dans les bâtiments avant rénovation thermique est inférieure à la consommation théorique utilisée dans les modèles d'évaluation. Une étude pour l'Allemagne, publiée en 2012, a montré que la consommation réelle était 30 % moindre que celle utilisée dans les calculs d'économies d'énergie attendues.

Pour la France, les travaux de la direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages (DHUP) montrent que 16 % des résidences principales ont une facture d'énergie réelle correspond aux étiquettes énergie F et G du DPE alors que 30 % des résidences principales ont une étiquette DPE F ou G. En valeur absolue, cela signifie une surestimation théorique de 2,4 millions du nombre de logements peu performants sur le plan énergétique (surestimation de 30 %).

À cet écart de départ, s'ajoute un autre écart une fois les travaux d'efficacité énergétique réalisés : les ménages utilisent une partie de leur gain de pouvoir d'achat obtenu grâce à ces travaux pour augmenter la quantité d'énergie consommée. Typiquement, un ménage qui limitait son chauffage en-dessous de 19 °C par manque d'argent, profitera des travaux d'efficacité énergétique pour se chauffer mieux. Ce mécanisme qui vient annuler une partie des gains liés aux politiques d'efficacité énergétique est appelé "effet rebond".

La quantification de ces effets de surestimation initiale de la consommation et de rebond de consommation est difficile. La littérature scientifique qui se concentre sur l'effet rebond donne une estimation large de cet effet : entre 20 et 60 % de l'économie théorique serait perdue par effet rebond. Cet effet rebond est décroissant avec le niveau de revenu, il est maximal pour les ménages en situation de précarité énergétique.

Quelles que soient les incertitudes sur la quantification de ces effets de surestimation, il est important de les prendre en compte dans les travaux d'évaluation.

Les travaux d'évaluation du programme de certificats d'économie d'énergie au Royaume-Uni utilisent un coefficient de réduction de 30 % pour calculer les gains liés au programme d'isolation des bâtiments alors que les travaux d'évaluation des programmes de la Banque allemande de développement (KfW) n'utilisent pas de facteur de réduction prenant en compte l'effet rebond.

Les scénarios prospectifs de la DGEC qui évaluent l'atteinte des objectifs français du PEC comme l'outil d'évaluation des principales mesures des politiques d'efficacité énergétique du ministère (SceGES) s'appuient sur une description fine du parc de logements pour ensuite en calculer, à l'aide d'algorithmes spécifiques à la thermique du bâtiment, les consommations de chauffage. Ainsi donc, ils utilisent un outil plus pertinent que le seul DPE théorique mais le modèle reste fondé sur une analyse de la thermique des bâtiments sans analyse complémentaire des comportements. Ils comportent donc un risque de sur-estimation de la consommation réelle avant mesures d'économie.

Pour son rapport d'évaluation du CIDD, l'IGF a montré, en utilisant le modèle Res-IRF que les économies d'énergies réelles, sans effet rebond, sont environ 1,8 fois plus faibles que les économies théoriques et qu'en prenant en compte l'effet rebond, les économies d'énergie sont à nouveau divisées par un facteur proche de 2,5.

Une autre source d'écart entre les économies d'énergie réelles et celles calculées théoriquement vient des défauts de qualité dans le déroulement des travaux. Ceci est particulièrement vrai pour les travaux d'isolation. La pleine réalisation des économies d'énergie suppose une parfaite maîtrise des techniques de rénovation thermique. Or, ces travaux sont entrepris par une multitude d'acteurs qui n'ont pas toujours une parfaite maîtrise de l'ensemble des techniques nouvelles. Cet écart a été analysé en détail dans le cas allemand.

2 - L'effet d'aubaine

Les mesures d'incitation financière (subvention, déduction fiscale ou bonification d'intérêt) qui visent à modifier les comportements et, ici, à convaincre les ménages de réaliser des investissements d'efficacité énergétique, bénéficient également à des ménages qui auraient de toutes les façons réalisé cet investissement. Cet "effet d'aubaine", qui n'a pas d'influence sur l'efficacité d'une mesure, vient en réduire l'efficacité. Il devrait donc être pris en compte dans les analyses visant à calculer, par exemple, le coût en argent public par tonne de CO₂ évitée.

L'abondante littérature sur l'effet d'aubaine dans le domaine de l'efficacité énergétique dans le bâtiment en donne des estimations très

larges allant jusqu'à une réduction de l'impact direct de l'argent public distribué de 80-90 % pour des programmes évalués aux États-Unis. Néanmoins, ces articles notent également que l'effet d'aubaine est en partie contre-balançé par un effet inverse où les ménages investissent au-delà de ce qu'exige le programme de subvention.

Les évaluations des programmes anglais de certificats d'économie d'énergie prenaient en compte un effet d'aubaine estimé à 30 % pour la première vague et à 20 % pour la deuxième vague. Les travaux officiels d'évaluation du programme KfW en Allemagne ne prennent pas en compte l'effet d'aubaine.

Pour la France, selon l'évaluation de l'IGF du CIDD, « *le modèle SceGES prend en compte un effet d'aubaine uniquement sur les équipements de maîtrise de la demande énergétique et dans une mesure très probablement en-deçà de la réalité* ».

Le fait que l'effet d'aubaine ne soit pas pris en compte dans les outils d'évaluation fausse les conclusions en matière d'efficacité des programmes publics d'intervention (le rapport entre l'argent public dépensé et l'atteinte des objectifs). En revanche, cela n'a pas d'impact sur l'analyse de l'efficacité des mesures (qui ne s'intéresse qu'à l'atteinte des objectifs).

L'industrie

I - Les objectifs du paquet énergie-climat dans l'industrie

Le secteur industriel est directement concerné par deux des objectifs du paquet énergie-climat adopté par le conseil européen du 12 décembre 2008, ceux concernant l'efficacité énergétique et l'émission de GES.

S'agissant des émissions de PES, l'industrie au sens large est ainsi soumise à une double réglementation. Il a tout d'abord été décidé de mettre en œuvre un système d'échange de quotas d'émission, celui-ci est examiné en tant que tel par ailleurs (cf. Annexe I.5 sur le SCEQE). Ce dispositif ne concerne que le secteur énergétique et les grandes installations industrielles.

Les émissions de GES dues aux secteurs non couverts par le SCEQE représentant environ 40 % du total, ce système a été complété en élargissant le champ soumis à des objectifs contraignants d'émissions de GES. C'est l'objet spécifique de la décision 406/2009 du 23 avril 2009, dite "partage de l'effort", qui concerne les secteurs non couverts par le SCEQE dont les petites installations industrielles. Cette décision programme une réduction progressive entre 2013 et 2020, mais différenciée selon les pays dans une fourchette allant de -20 % à + 20 % ; pour la France, comme pour l'Allemagne, cette réduction est de 14 % par rapport au niveau des émissions de GES de 2005.

Ce texte doit, en effet, être compris comme un complément aux textes précédents⁸⁴. Comme l'indiquent explicitement les attendus de la décision : *« afin que l'objectif (de – 20% en 2020) soit atteint dans des conditions économiquement acceptables, il convient que tous les secteurs contribuent à réaliser ces réductions d'émissions. Il convient donc que les états-membres mettent en œuvre des politiques et des mesures supplémentaires pour limiter encore davantage les émissions de GES provenant de sources ne relevant pas de la directive 2003/87 »*.

De même que le champ SCEQE concerne depuis 2009 les six gaz couverts par le protocole de Kyoto, celui de la décision 406/2009 couvre d'emblée l'ensemble des GES (dioxyde de carbone (CO₂), méthane

⁸⁴ En particulier la directive 2003/87 qui établit le SCEQE et fixe un objectif de -20 % d'émissions de GES en 2020 par rapport aux niveaux de 1990.

(CH₄), protoxyde d'azote (N₂O), hydrocarbures perfluorés (PFC) et hexafluorure de soufre (SF₆), exprimées en tonnes équivalent CO₂, « à l'exclusion des émissions de GES couvertes par la directive 2003/87 »).

En définitive, l'articulation des objectifs et des contraintes fixés par le PEC s'organise de la manière relativement complexe décrite par le schéma ci-après.

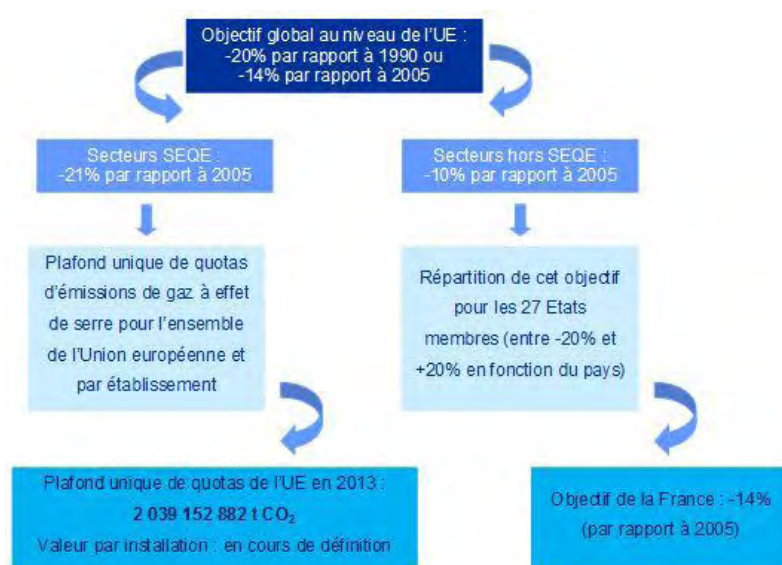


Figure 46. Articulation des objectifs de réduction des émissions de GES à l'horizon 2020 visant les secteurs SCEQE et les secteurs non SCEQE (source : CITEPA)

II - L'application du PEC au secteur industriel

A - La place de l'industrie dans la consommation d'énergie

Le PEC est venu renforcer la politique de l'Union concernant l'efficacité énergétique. Pour les secteurs non SCEQE, il s'agit, globalement, de réaliser 20 % d'économies d'énergie primaire d'ici à 2020 par rapport à la situation qui prévalait en 1990, ou encore -14 % par rapport à la situation de 2005.

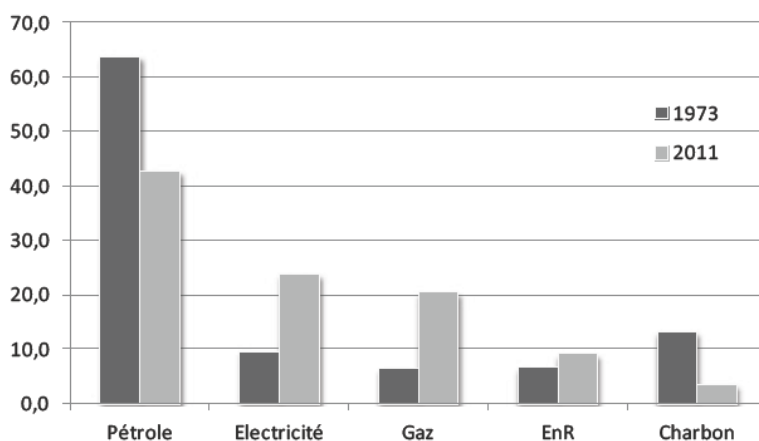


Figure 47. Consommation totale d'énergie finale en France (hors branche énergie) En pourcentage du total (données corrigées des variations climatiques) Source : SOeS, Bilan de l'énergie 2011, graphique CESE⁸⁵).

Le secteur industriel (hors branche de l'énergie) consomme une part décroissante d'énergie finale. Il représente actuellement 21 % de la consommation finale d'énergie en France, contre 36 % en 1973.

Tableau n° 35 Structure sectorielle de la consommation finale énergétique

%	1973	1990	2002	2010	2011	2012
Résidentiel-tertiaire	42,0	41,0	42,2	43,8	44,3	44,5
dont résidentiel	nd	nd	nd	29,3	29,6	29,8
Transports	19,4	29	31,2	31,9	31,9	31,9
Industrie	35,9	27,1	23,8	21,5	20,9	20,8
dont sidérurgie	9,4	4,9	3,8	3,3	3,2	3,1
Agriculture	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9
Total énergétique	100	100	100	100	100	100

Données corrigées des variations climatiques, en %

Source : CGDD, Bilan énergétique de la France pour 2012

Par source d'énergie utilisée par le secteur, le gaz partage désormais avec l'électricité la première place, alors que le pétrole et le charbon diminuent tendanciellement. Enfin, les énergies renouvelables sont en hausse dans le bilan global.

⁸⁵ « Efficacité énergétique : un gisement d'économies ; un objectif prioritaire », Avis du Conseil économique, social et environnemental, 9 janvier 2013.

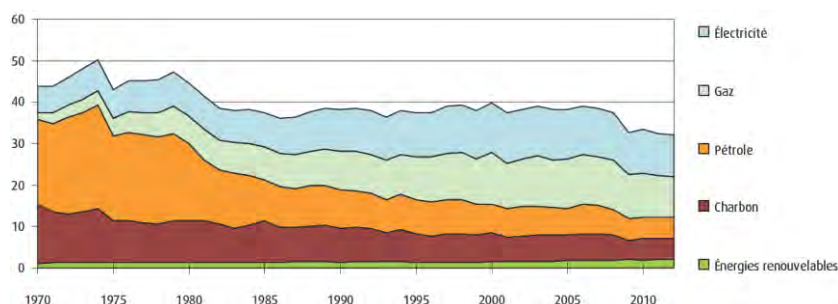


Figure 48. En valeur absolue ; Consommation finale énergétique dans l'industrie ; Données corrigées des variations climatiques, en Mtep (source : CGDD, Bilan énergétique de la France pour 2012)

Après un pic au début des années soixante-dix (48 Mtep en 1973), la consommation d'énergie finale du secteur industriel a ensuite nettement décru ; elle passe sous les 40 Mtep au début des années 80. Elle a ensuite quasiment stagné, s'établissant à 40 Mtep en 2002. Elle a depuis connu une nette décroissance, plus fortement marquée depuis le déclenchement de la crise. Passée en 2009 sous les 34 Mtep, elle est de 32,8 Mtep en 2011. Alors que l'industrie était le second secteur consommateur, elle depuis lors été supplantée dans cette position par les transports.

B - L'industrie et les émissions de gaz à effet de serre

Entre 1990 et 2007, les émissions de CO₂ de l'industrie manufacturière et de la production d'énergie ont diminué ensemble de près de 20 Mt, alors que celles de l'ensemble des activités de commerce et de service ont enregistré un accroissement de 19 Mt. La baisse des émissions industrielles a résulté pour l'essentiel de l'évolution technique. Cette évolution ne résulte que très peu de la modification des parts relatives de l'industrie et du commerce dans l'ensemble de la production nationale. Considérée en termes d'émission de GES, l'industrie a représenté en 2011, 94 MteqCO₂, soit 19 % du total des émissions de GES de la France ; en valeur absolue, ces émissions sont inférieures de 37 % à leur niveau de 1990. Les émissions de l'industrie manufacturière baissent donc sensiblement depuis 1990, avec notamment une forte réduction entre 1997 et 2002 et entre 2007 et 2009.

Ce constat est à mettre en relation avec la part de la production manufacturière dans la valeur ajoutée française qui, de 1990 à 2009, est passée de 18 % à 10 % entre 1990 et 2010, en volume, elle a crue d'un

tiers environ entre 1990 et 2007, avant de décroître de 12 % en deux ans, puis de se stabiliser.

Il est donc assuré que la baisse des émissions n'aurait pas été aussi forte sans la contraction de l'activité industrielle, particulièrement forte dans certains sous-secteurs (production de minéraux,...) et sa stabilisation dans d'autres.

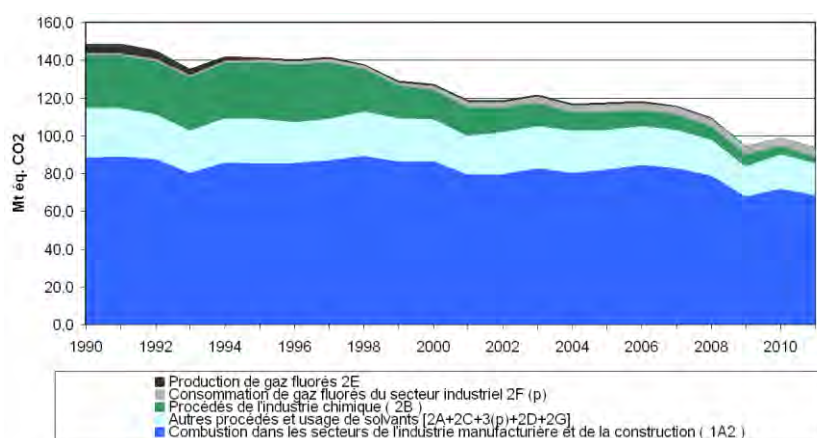


Figure 49. Evolution des émissions liées à l'industrie en millions de tonnes équivalent CO₂ (Source : RMS 2013, d'après Inventaire CCNUCC de la France, périmètre Convention, CITEPA, soumission 2013)

Néanmoins, considérée sur l'ensemble de la période, c'est pour l'essentiel la modification progressive de certains procédés, notamment dans la chimie, qui en constitue la principale explication. En particulier, les émissions de protoxyde d'azote de l'industrie chimique ont été réduites de plus de 23 MteqCO₂ depuis 1990, ce qui correspond à une division par 20 de ces émissions. Les émissions de gaz fluorés (notamment de HFC) associées à leur fabrication ont été quasiment supprimées entre 1990 et 2011. De manière concomitante les émissions diffuses de HFC ont augmenté fortement, avec le recours croissant à ces gaz depuis les accords de Montréal (ce sont des produits de substitution aux CFC et HCFC, gaz ayant un effet destructeur de la couche d'ozone et réglementés par les accords de Montréal signés en 1987 pour cette raison.

Tableau n° 36 Émissions de CO₂ dues à l'énergie

	1990	2010	2011	2012	évolution 1990- 2012 (en %)	Évolution 2011- 2012 (en %)	Contribution à l'évolution 2011-2012 (en %)
Transports ¹	122	140	140	138	13,1	-1,5	-0,6
Résidentiel-tertiaire	95	86	90	86	-9,3	-3,9	-1
dont résidentiel	nd	60	63	60	nd	-3,6	-0,6
Industrie ² hors énergie	85	63	61	59	-30,5	-2,3	-0,4
Agriculture	11	11	11	11	5	0,7	0
Branche énergie	61	54	49	46	-24,6	-7,7	-1,1
dont production d'électricité	39	34	27	30	-22,3	10,8	0,8
Total	374	353	351	340	-8,9	-3,1	-3,1

¹ Hors émissions des transports internationaux maritimes, y compris transports internationaux aériens.

² Y compris combustibles destinés à l'auto-production d'électricité (production d'électricité en complément d'une activité principale, par exemple industrielle).

Source : Bilan énergétique de la France pour 2012, Ed. Juillet 2013

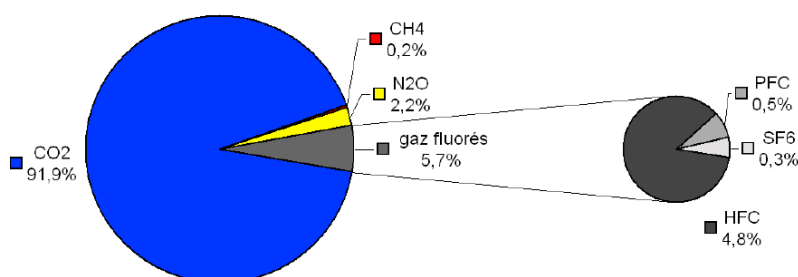


Figure 50. Répartition par GES des émissions liées à l'industrie pour 2011 (Source : RMS 2013 d'après tables CRF, périmètre Convention, CITEPA, édition 2013)

C - La crise de 2008, un point de rupture dans la tendance à une meilleure efficacité énergétique ?

Les secteurs industriels sont très divers dans leur nature et particulièrement dans leur recours à l'énergie. Ainsi, les industries grosses consommatrices d'énergie (IGCE), parmi lesquelles se trouvent essentiellement les cimenteries, briqueteries et quelques entreprises de la

chimie et de l'agro-alimentaire, représentent à elles seules près des $\frac{2}{3}$ de la consommation énergétique finale de l'industrie.

1 - L'exemple de trois secteurs IGCE

Depuis l'ouverture de la crise économique en 2008, l'analyse de l'évolution des émissions spécifiques de trois des secteurs les plus particulièrement consommateurs d'énergie et émetteurs de GES ne permet plus de faire clairement le départ entre meilleure (ou moindre) efficacité et baisse de production dans la baisse des émissions de GES

Sur ces trois sous-secteurs (acier brut, verre, clinker), qui à eux seuls représentent en 2011 quelque 36 MteqCO₂, soit près de 60 % des émissions des IGCE et, au total, 38 % de celles de l'industrie, les trois dernières années restent, en effet, difficiles à interpréter par rapport aux tendances jusqu'alors constatées. Alors que 2010 et 2011 représentent pour les trois sous-secteurs une année de rebond de production par rapport au creux de 2009,

- sur les trois dernières années, le verre comme le clinker stabilisent, voire (clinker) réduisent, leur efficacité en termes d'émission de CO₂/t produite, interrompant ainsi une tendance à une amélioration plus (verre) ou moins (clinker) sensible ;
- seul donc, l'acier reprend son évolution vers une meilleure efficacité énergétique, qui n'est ainsi inversée que sur les deux seules années 2009/2010.

À travers ces exemples, certes limités mais illustratifs, apparaît combien une interprétation univoque des évolutions récentes marquées par le contexte de crise économique est ainsi encore aventureuse et plus encore combien il est difficile d'en tirer des conséquences assurées pour l'avenir.

Tableau n° 37 Émissions spécifiques de CO₂ de quelques produits intensifs en énergie en France

		1990	2000	2005	2009	2010	2011	2011/1990 (%)
Acier brut	Production (Mt)	19	21	19,5	12,8	15,4	15,8	- 17
	t acier produit	1,78	1,48	1,37	1,41	1,45	1,32	- 26
Verre	Production (Mt) t CO ₂ / t verre	4,8	5,5	5,6	4,5	4,6	5	4
	produit	0,7	0,62	0,59	0,52	0,52	0,51	- 27
Clinker¹	Production (Mt) t CO ₂ / t clinker	20,9	16,3	17,3	14,6	14,9	15,2	- 27
	produit	0,87	0,86	0,86	0,88	0,89	0,89	3

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

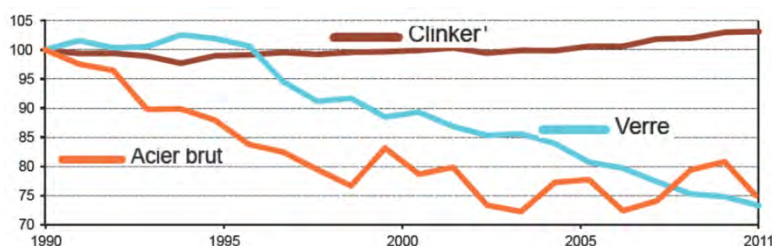


Figure 51. Émissions spécifiques de CO₂ (¹. Constituant du ciment qui résulte de la cuisson d'un mélange de silice, d'oxyde de fer et de chaux). Source : Chiffres clés du climat France et Monde, Ed. 2013

2 - Une rupture dans la tendance aux gains d'efficacité énergétique ?

Le constat majeur des évolutions de ces dernières années pour l'industrie est en effet celui d'une rupture de tendance, qui, si elle devait être confirmée, serait d'une importance majeure. 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 : l'intensité énergétique de l'industrie (rapport entre l'IPI et la consommation énergétique du secteur) s'est en effet réduite de 15 % depuis 1997. La principale question qui se pose ici est donc de parvenir à

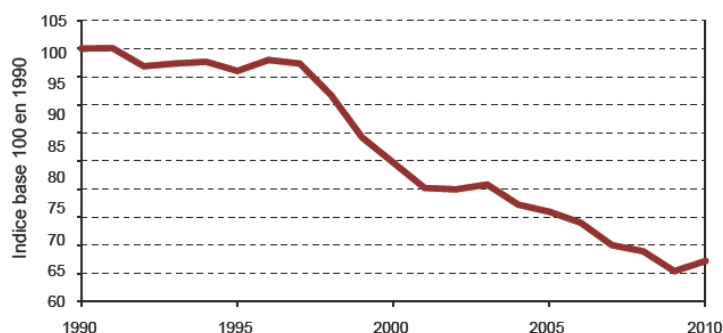
séparer ce qui, dans cette baisse de l'intensité énergétique, -cette moindre efficacité énergétique, donc-, relève de facteurs économiques généraux (hausse du prix de l'énergie, nouvelles technologies moins utilisatrices d'énergie) et de l'efficacité des diverses mesures incitatives (SCEQE, diagnostics énergétiques, aides « utilisation rationnelle de l'énergie, « prêts verts » ...), ou réglementaires (Grenelle II) liées au PEC ...

Tableau n° 38 Intensité d'émissions de GES dans l'industrie en France

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

S'agissant de ce secteur, une étude de mai 2012, réalisée à la demande de l'ADEME et de Total⁸⁶, présente un état des lieux de l'efficacité énergétique de l'appareil industriel français et de ses gisements possibles. Elle permet, notamment, de dresser la liste des technologies ayant les plus fortes conséquences sur la facture énergétique du secteur. Les fours (verre et céramique, métallurgie, papier, agro-alimentaire, matériaux de construction) sont ainsi le premier sujet de recherche d'amélioration, devant les échangeurs thermiques, les procédés de séchage, de séparation, de stockage d'énergie thermique...

Dans l'industrie, la recherche d'une meilleure efficacité énergétique et d'une réduction des émissions de GES passe essentiellement par une politique active d'investissements dédiés, ce qui, peu ou prou, suppose une progression de l'activité. Or, en période de

⁸⁶ L'efficacité énergétique dans l'industrie : verrous et besoins en R&D, ENEA, Total, ADEME, mai 2012.

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 ; ensuite, de moindres investissements qui sont en eux-mêmes potentiellement porteurs d'une meilleure efficacité, ce qui, en conséquence, contribue à ralentir la progression de celle-ci.

La dernière période, marquée par la crise économique, donne une image ambiguë. D'une part, les données montrent une stagnation de l'efficacité énergétique de l'industrie à partir de 2007 et même une régression en 2010 ; la baisse de ses émissions de GES étant alors en totalité dues à celle de l'activité, les plus récentes. De l'autre, les données les plus récentes, qui portent sur 2011, avec la stabilisation de l'activité industrielle montrent une reprise des gains d'efficacité. Sur cette année, la baisse des émissions lui est en totalité imputable.

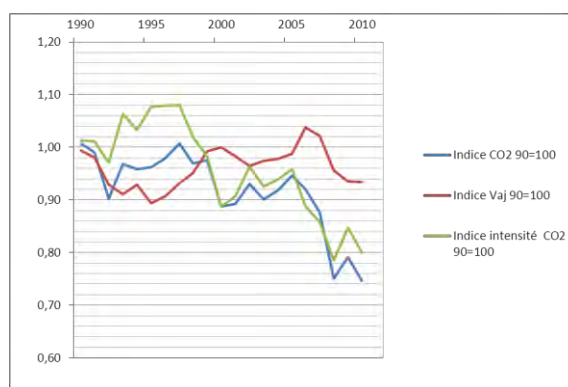
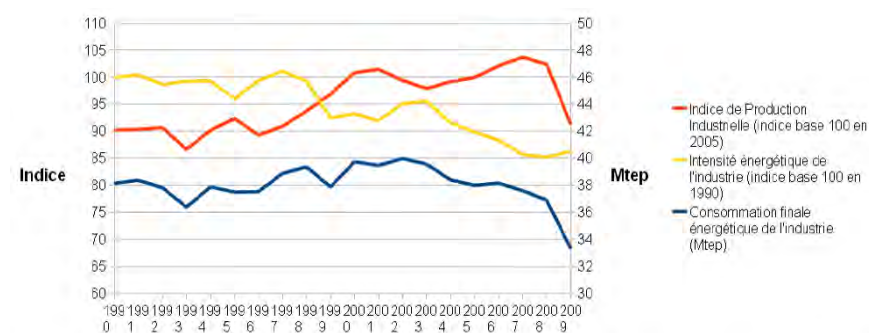


Figure 52. Émissions de CO₂, valeur ajoutée brute (prix constants 1995) et intensité des émissions de CO₂ de l'industrie, de 1990 à 2011 (Sources : données CITEPA, calculs Cour des comptes)

De cette difficulté à s'engager sur l'avenir, témoignent les hypothèses qui ont récemment été faites relativement aux consommations unitaires des IGCE pour les « scénarios prospectifs Energie-climat-air de référence pour la France à l'horizon 2030 ». Celles-ci, en effet, « *les consommations unitaires observées en 2009-2010 ne sont généralement pas représentatives de la performance énergétique des industries. La crise économique a en effet pu avoir deux types d'impact :*

✂ La fermeture des petites unités de production les moins performantes, entraînant une baisse de la consommation unitaire globale du secteur concerné ;

✂ Le fonctionnement à bas régime d'usines de taille importante, entraînant une dégradation de l'efficacité énergétique globale du secteur (i.e. une augmentation des consommations unitaires du secteur).

De manière générale, dans le cas où aucune amélioration de l'efficacité énergétique n'est attendue dans les années à venir, nous faisons l'hypothèse que les consommations unitaires des IGCE retrouvent leur niveau d'avant crise. »⁸⁷

III - Les mesures de mise en œuvre du PEC dans l'industrie

Un récent rapport⁸⁸ de la France à la Commission de l'U.E. dresse l'inventaire des diverses « politiques publiques en faveur de l'atténuation des émissions de gaz à effet de serre ». C'est cet inventaire qui est ici repris pour ce qui est de l'industrie.

A - Les dispositifs incitatifs

Des mesures incitatives transversales, visant principalement l'énergie concernent le secteur industriel :

- La part du secteur industriel dans le total des certificats d'économies d'énergie émis entre 2006 et le 30 septembre 2012 est

⁸⁷ « *Scénarios prospectifs pour la France à l'horizon 2030* » rapport sur les hypothèses, janvier 2013, Enerdata, CITEPA, Armines, Seuréco érasme, énergies demain, p. 48.

⁸⁸ Rapport de la France, au titre du paragraphe 2 de l'article 3 de la décision n° 280/2004/Ce du parlement européen et du Conseil du 11 février 2004. Actualisation 2013 », DGEC, mars 2013.

d'environ 5,9 %, pour un volume d'économies d'énergie d'environ 17,6 TWhcumac ;

- Il bénéficie également des dispositifs de développement des énergies renouvelables, et notamment des appels d'offres biomasse et des aides du fonds chaleur dans le cadre des appels à projet de l'ADEME. Ce dispositif a aidé le secteur de l'industrie à hauteur de 223,8 M€ depuis 2009 pour un total d'installations permettant en 2012 d'éviter les émissions de 1,221 MtCO₂ par an ;

- Le dispositif des « aides à la décision » de l'ADEME subventionne notamment la réalisation d'environ 1 000 études sur l'efficacité énergétique en industrie dont des audits ou diagnostics énergétiques, ainsi que la mise en place des systèmes de management de l'énergie. Ces études ont un taux de concrétisation d'une au moins des actions de réduction préconisées de l'ordre de 72 % ;

- Le système d'aides « utilisation rationnelle de l'énergie - investissement » de l'ADEME 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. Les opérations aidées sont des opérations de démonstration ou des opérations exemplaires. Le budget annuel est de l'ordre de 500 k€.

- Spécifiquement dédié au secteur industriel et mis en place dans le cadre des investissements d'avenir, le dispositif des « prêts verts », doté d'une enveloppe de 500 M€ lors de sa mise en place en juillet 2010, permet aux PME et ETI industrielles de bénéficier de prêts à taux bonifiés et de garanties de prêts (PME uniquement), pour les investissements permettant d'accroître la compétitivité et la performance énergétique et environnementale de leur procédé ou de leurs produits. Ce dispositif est géré par OSEO. Par ailleurs, des « prêts éco-énergie » ont également été 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 M€. S'adressant aux PME, ce dispositif doit permettre la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique par le financement de l'acquisition de matériels et peut être élargi à son installation et aux travaux indissociablement liés, pour quatre postes d'équipement particulièrement consommateurs en énergie : éclairage, froid, chauffage-climatisation et motorisation électrique.

B - Les mesures réglementaires

Les niveaux de rendements minimaux mis en place par la réglementation sur les chaudières s'appliquent également au secteur

industriel. Des évolutions importantes du cadre réglementaire dans lequel s'inscrit la consommation énergétique du secteur industriel sont en cours depuis 2008. La directive 2008/1/CE relative à la prévention et à la réduction intégrée de la pollution du 15 janvier 2008 demande de veiller à ce que l'énergie soit utilisée de manière efficace dans les installations relevant de certaines activités industrielles (industries de l'énergie, production et transformation des métaux, industrie minérale, industrie chimique, gestion des déchets). Cette exigence est renforcée par la directive 2010/75 sur les émissions industrielles (IED) qui s'appliquera en 2012 et qui rend les conclusions des « BREFs » (Meilleures Technologies Disponibles – MTD) obligatoires, en particulier le BREF efficacité énergétique et les conclusions en matière d'énergie des BREFs sectoriels. Au niveau national, la loi Grenelle II a ajouté l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) parmi les intérêts protégés de la législation pour les installations classées (ICPE). Concernant les gaz à effet de serre fluorés utilisés comme fluides frigorigènes, conformément au règlement européen 842/2006, la France a mis en place un dispositif visant à limiter leurs émissions dans l'atmosphère (articles R.543-75 et suivants du code de l'environnement). Ce dispositif impose notamment pour les équipements de réfrigération et de climatisation :

- Des contrôles périodiques d'étanchéité pour les équipements dont la charge en fluide est supérieure à 2 kg. Ces contrôles doivent être effectués lors de la mise en service et doivent également être renouvelés pour toute modification ayant une incidence sur le circuit frigorifique de ces équipements ;

- La récupération des fluides en fin de vie ;

- Un niveau minimal de compétences pour pouvoir mettre en service, entretenir et vidanger les équipements (voir section suivante, sur la qualification des acteurs).

Par ailleurs, le décret n° 2005-829 relatif à la composition des équipements électriques et électroniques et à l'élimination des déchets issus de ces équipements impose une dépollution en fin de vie des équipements électriques et électroniques. L'ensemble des mesures sur les fluides frigorigènes permettent une réduction annuelle de 7,17 MteqCO₂ en 2020.

La réglementation nationale en vigueur a par ailleurs été complétée par le décret n° 2011-396 qui précise les dispositions réglementaires portant sur les usages hors réfrigération et climatisation de ces gaz à effet de serre fluorés. Il prévoit la mise en place des systèmes de certification des personnels, prévus par le règlement 842/2006 et ses règlements d'application. Sont concernés les fabricants de systèmes de protection

contre l'incendie et les extincteurs, les appareillages de connexion à haute tension ou encore les solvants. Au premier décembre 2012, des organismes certificateurs ont été agréés pour tous ces secteurs sauf celui des solvants qui concerne un nombre très restreint 131 300 M€ pour les prêts, 200 M€ pour les garanties d'opérateurs. Les entreprises effectuant les opérations de maintenance et d'installation des systèmes de protection contre l'incendie (y compris les extincteurs) sont également tenues par une obligation de certification. De nouvelles sanctions pénales y sont associées. Un mécanisme de déclaration annuelle des flux de gaz à effet de serre fluorés a été instauré, permettant d'évaluer l'efficacité de la filière de récupération de ces substances.

Par ailleurs, les personnes morales de droit privé employant plus de 500 personnes (250 personnes dans les régions et départements d'outre-mer) sont tenues d'établir avant fin 2012 un bilan de leurs émissions de GES, rendu public et qu'elles devront actualiser tous les trois ans. Il s'accompagne d'une synthèse des actions envisagées pour réduire leurs émissions de GES.

De manière plus générale, depuis la loi n° 2001-420 relative aux nouvelles régulations économiques, la législation prévoit un cadre en faveur de la publication d'informations sociales et environnementales par les entreprises. Les informations relatives aux enjeux climatiques portent sur les émissions de GES, l'efficacité de l'utilisation des ressources énergétiques et le recours aux énergies renouvelables (article R225-105 du code de commerce). Les devoirs des entreprises en matière de responsabilité sociale, environnementale et sociétale ont été renforcés et étendus à de nouvelles entreprises par la loi Grenelle II de 2010. L'enjeu est de permettre aux investisseurs (notamment les fonds dit « investissements socialement responsables ») et aux diverses parties prenantes d'être informées sur les politiques de responsabilité sociétale des entreprises :

- L'article 224 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, précisée par un décret du 30 janvier 2012 prévoit l'obligation pour les gestionnaires de fonds (OPCVM) d'indiquer, dans les documents destinés aux souscripteurs, la façon dont ils prennent en compte les critères environnementaux, sociaux et de gouvernance dans leur politique d'investissement ;

- L'article 225 de la même loi, applicable aux entreprises de plus de 500 salariés, précise que l'obligation de mise à disposition des informations pour les groupes doit inclure les filiales et les sociétés contrôlées. Les informations communiquées doivent permettre les comparaisons et être en cohérence avec les principaux référentiels internationaux. Par ailleurs, les informations doivent faire l'objet d'une

vérification par un organisme tiers indépendant. Le décret n° 2012-557 du 24 avril 2012 en précise les modalités d'application.

Ainsi, l'entrée en vigueur de cette obligation pour les sociétés est effective pour les exercices comptables entamés après le 1^{er} janvier 2012 pour les sociétés cotées ainsi que les sociétés non cotées de plus de 5 000 salariés. Cette obligation sera étendue progressivement à toutes les sociétés de plus de 2 000 (respectivement 500) salariés pour les exercices comptables entamés en 2013 (respectivement 2014).

C - Le soutien à la normalisation et à la qualification

En lien avec la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, la France poursuit son soutien actif au développement des outils issus de la normalisation dans le domaine de l'efficacité énergétique, et notamment à destination du secteur industriel. Divers outils sont à disposition des entreprises souhaitant améliorer leur efficacité énergétique :

- Le diagnostic énergétique, fondé sur le référentiel français AFNOR BP X30-120. Il fournit à l'industriel la photographie de la situation énergétique de son entreprise et les solutions d'économies d'énergie propres à son site, en trois phases : la réalisation d'un bilan énergétique global de l'entreprise, l'approfondissement de l'analyse des principaux gisements d'économies identifiés et la détermination hiérarchisée des actions à mener, avec leur analyse économique. Des travaux européens au sein du comité européen de normalisation ont abouti à la publication en septembre 2012 de la première partie de la norme européenne sur les audits énergétiques qui reprend les principaux critères du référentiel français, ce premier volet sera complété en 2013/2014 par des parties sectorielles sur les bâtiments, les procédés industriels et les transports ;

- En parallèle, le développement des systèmes de management de l'énergie s'est confirmé avec la publication de la norme internationale ISO 50001 qui remplace la précédente norme EN 16001 et a pour objectif d'aider les organismes à établir des systèmes et processus nécessaires pour améliorer leur efficacité énergétique, et peut être utilisée indépendamment de la norme ISO 14001 (management environnemental). Cette norme spécifie les exigences pour concevoir, mettre en œuvre, entretenir et améliorer un système de management de l'énergie, elle prévoit notamment les exigences applicables aux usages et à la consommation énergétiques, y compris la mesure, la documentation et le reporting, la conception et les achats d'équipements et de systèmes, les processus et le personnel qui contribuent à la performance

énergétique. Afin d'encourager son application, un arrêté ministériel du 28 mars 2012 permet de bonifier sous forme de certificats d'économies d'énergie (à hauteur de 50 ou 100 % selon le niveau de certification) les opérations d'économies d'énergie réalisées dans le périmètre de la certification ISO 50001.

- Le développement d'un référentiel de qualification des compétences des bureaux d'études réalisant des audits énergie industrie porté par l'OPQIBI. Ce référentiel s'appuie sur l'analyse de critères humains, méthodologiques et sur l'analyse de références. La qualification porte sur un périmètre d'audit regroupant un ensemble de consommateurs : procédés (procédés spécifiques, équipements techniques), utilités et bâtiment en vue d'une utilisation finale et efficace de l'énergie sous toutes ses formes sur les sites industriels.

- Afin d'aider les PMI à mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique, des postes de chargés de mission sur l'énergie et l'environnement sont effectifs dans les chambres de commerce et d'industrie et les chambres des métiers et de l'artisanat. Ils ont pour mission de mobiliser les entreprises, notamment sur les enjeux énergie, ils peuvent ainsi réaliser des "visites énergie" dans les entreprises, organiser des opérations collectives d'audits énergie réalisés par des bureaux d'études ainsi que des réunions de sensibilisation ou des sessions de formation. Pour cela, un parcours de formation spécifique de ces intervenants a été établi, coordonné et soutenu par l'ADEME, comprenant, sur l'énergie, des modules : "notions sur l'énergie et ses utilisations", "visites énergie en entreprise", "Etre acteur d'un PCET". Sur l'approche énergie et territoire, un nouveau module est prévu en 2013 : "EnR : les clés d'un projet territorial réussi".

- Seules les entreprises titulaires d'une attestation de capacité (équivalent à une certification d'entreprise) peuvent effectuer les opérations de mise en service, entretien et vidange des équipements de réfrigération et de climatisation faisant usage de gaz fluorés. L'achat de fluides frigorigènes leur est également réservé. L'attestation de capacité n'est délivrée à une entreprise qu'à la condition qu'elle dispose des outillages appropriés et que les personnels qu'elle emploie, pour intervenir sur ces équipements, disposent d'un niveau minimal de compétences. Aussi, depuis le 5 juillet 2011, les personnels de ces entreprises doivent être titulaires d'une attestation d'aptitude (équivalent à une certification de personne). Ce dispositif prévoit également que les différents maillons de la chaîne de distribution et de reprise des fluides frigorigènes déclarent annuellement leurs flux de fluides ascendants et descendants.

D - Le soutien au développement des technologies les plus efficaces

La France s'est engagée dans l'organisation des filières industrielles d'avenir, afin d'être en mesure de proposer les technologies et services permettant la transition vers une économie verte, indispensables à l'atteinte des objectifs de la France en matière de production d'énergie renouvelable et de réduction des consommations d'énergie et des émissions de GES.

Cette démarche, dite « filière verte » doit répondre à trois défis majeurs :

- soutenir l'émergence de nouveaux métiers ou activités, ainsi que de champions pour le marché national ou l'export ;
- accompagner les mutations que devront connaître les métiers de certains secteurs ;
- adapter les dispositifs existants, ou en créer de nouveaux le cas échéant, pour l'orientation et la qualification de

La main d'œuvre vers les secteurs en développement. Une vingtaine de filières stratégiques de l'économie verte en termes de potentiel de croissance et d'emploi ont été identifiées en décembre 2009.

Sur chacune des filières identifiées, une concertation a été menée en 2010 avec les acteurs. Ces travaux ont permis d'identifier les priorités d'actions. En 2011, sur cette base, des plans d'actions ont été finalisés, visant à développer et structurer ces filières stratégiques de l'économie verte dans le cadre d'une politique industrielle ambitieuse. Plusieurs propositions ont été faites visant notamment à :

- organiser l'action publique (soutien financier, ...) et lever les freins réglementaires ;
- accompagner l'organisation de ces nouvelles filières, notamment en favorisant les regroupements d'acteurs ;
- permettre la diffusion des technologies environnementales et les gains de productivité qui en découlent.

Les 18 filières vertes sont suivies dans le cadre du Comité d'orientation stratégique des éco-industries (COSEI). Coprésidé par le ministre en charge du développement durable et le ministre en charge de l'industrie, ce comité stratégique de filière réunit les parties prenantes (entreprises et fédérations d'entreprises, syndicats et administrations) et assure la concertation public-privé sur les freins au développement des

filières et la définition de propositions. Il porte depuis janvier 2012 la feuille de route « Ambition Ecotech », constituée de 87 actions.

Concernant en particulier le secteur de l'industrie, les travaux sur l'« optimisation des procédés industriels » recouvrent les produits et services permettant d'accroître la performance environnementale et énergétique des procédés industriels. Les actions qui sont mises en œuvre pour développer la filière, côté offre mais également côté demande, participent directement à l'atteinte des objectifs de la France en matière d'efficacité énergétique.

E - Le soutien à l'innovation

De nombreux appels à projets sur le thème de l'efficacité énergétique ou des réductions de gaz à effet de serre dans le secteur industriel, de périodicité annuelle, sont déjà mis en œuvre :

- Le Fonds Unique Interministériel (FUI), mis en place pour soutenir les pôles de compétitivité, consacre un tiers de ses financements aux projets d'innovation relatifs au développement durable. Six pôles de compétitivité spécialisés dans les écotechnologies ont été labellisés en 2010. Plus largement, 40 % des 71 pôles sont concernés par les éco-industries dont 3 par les thématiques bâtiment et villes, 6 par celles de l'énergie, 2 par celle du recyclage et de l'économie circulaire, 2 par les biomatériaux (2 pôles), 5 par le bois et la biomasse et 6 par le transport, hors aéronautique.

- À travers le programme « Aide à l'Innovation » (AI), OSEO soutient les PME en phase de développement technologique. Par ailleurs, à travers les aides aux projets « d'innovation stratégique industrielle » (ISI), portant sur des ruptures technologiques et favorisant l'émergence de « champions » industriels, elle a financé une dizaine de projets collaboratifs rassemblant chaque fois au moins deux entreprises et un laboratoire, pour un montant total de 140 M€ entre 2009 et 2011.

- Le programme SEED (Systèmes énergétiques Efficaces et Décarbonés) qui remplace le programme EESI (Efficacité énergétique des systèmes industriels) de l'ANR et vise notamment à améliorer l'efficacité énergétique industrielle et à réduire les émissions de CO₂. Les projets de recherche retenus portent notamment sur le développement de modes de production/conversion innovants de l'énergie, avec captage de CO₂, ainsi que sur la mise au point de nouveaux matériaux et composants de transfert/ transport d'énergie, à fort impact, et enfin sur l'intégration énergétique poussée des systèmes industriels. Voir également les appels à

projet évoqué dans le chapitre relatif au secteur de la production d'énergie : PROGELEC (Production Renouvelable et Gestion de l'Electricité),...

- L'appel à manifestation d'intérêt ADEME / TOTAL sur l'efficacité énergétique dans l'industrie est un programme de soutien au développement d'utilités et de procédés transverses économes en énergie, en vue de renforcer l'effort de R&D sur ce secteur actuellement peu soutenu. Il s'agit ainsi de fournir à l'industrie française une panoplie de technologies performantes et de favoriser l'émergence de ces technologies dans des PME sur les marchés européen et mondial. Des projets associant de grandes entreprises sont aussi éligibles. Le programme, qui s'étend de 2009 à 2013, consiste notamment à soutenir la démonstration de technologies nouvelles permettant d'améliorer l'efficacité énergétique des technologies transverses. Fin 2012, 49 projets ont été retenus pour un montant d'aide estimé de 19,5M€. Enfin, les programmes Eco-industries (ADEME/OSEO/DGCIS, toujours fonctionnel) et son équivalent pour la recherche amont Eco-tech (ANR, ouvert en 2010 et 2011) puis par le programme EcoTechnologies & EcoServices (Eco-TS) à partir de 2013 ont pour objectif d'accélérer l'introduction de concepts de développement durable en production industrielle et l'innovation dans les technologies de l'environnement, en soutenant la mise en place de projets de démonstration d'écotechnologies ou de services innovants. 9 M€ issus du Fond de compétitivité des entreprises (FCE) complétés par des fonds dédiés à l'énergie et l'environnement de l'ADEME.

L'écoconception fait partie des axes retenus pour l'appel à projets lancé en 2012, qui permettait de financer des démonstrateurs à fort potentiel économique et environnemental de taille inférieure aux seuils fixés dans les appels à manifestations d'intérêt (AMI) de l'ADEME ou dans les appels à projets comme le Fonds unique interministériel (FUI).

- Dans le cadre du programme des investissements d'avenir, deux appels à manifestations d'intérêt (AMI) ont été lancés en 2011 et 2012 dans le domaine des réseaux électriques intelligents (programme doté de 250 M€), visant notamment à l'optimisation de la gestion des réseaux dans le domaine industriel ; par ailleurs, dans le domaine de la chimie verte, un appel à manifestations d'intérêt a été lancé en 2011 sur la thématique de la chimie issue du végétal.

- Deux autres AMI, lancés en 2012, portaient plus largement sur la performance environnementale des activités industrielles quelles que soient leurs productions. Il s'agit de l'AMI « Eco-conception & Ecologie Industrielle » et de l'AMI « Systèmes de production éco-efficients » qui doivent permettre d'identifier des projets de démonstrateurs d'organisation ou d'unités de production éco-efficients.

- Afin de renforcer les premières mises sur le marché d'écotechnologies innovantes, une expérimentation d'un dispositif dit ETV (*Environmental Technology Verification*) est en cours en France. Un dispositif ETV a pour objectif de fournir à un développeur d'écotechnologie innovante, une vérification « officielle » du niveau de performance atteint par son écotechnologie. Sept familles¹ d'écotechnologies sont définies dont les procédés sobres et vertueux qui comprennent l'optimisation énergétique des installations industrielles. En avance par rapport à l'expérimentation européenne, un guide méthodologique portant sur la vérification des performances de procédés sobres et vertueux innovants est disponible et 6 procédés innovants sont en cours de vérification.

- Le programme des « Instituts thématiques d'excellence en matière d'énergies décarbonées » et le projet d'institut sur la flexibilité et l'efficacité énergétique des installations industrielles couplées aux zones urbaines « Paris-Saclay Efficacité Énergétique ».

- Le pacte national pour la croissance, la compétitivité et l'emploi prévoit des évolutions importantes du financement des entreprises, afin notamment de garantir aux TPE, PME et ETI des financements performants de proximité. De plus, l'achat public évoluera afin de pouvoir être mieux mobilisé pour accompagner le développement des PME de croissance innovantes.

Le plan national d'action pour l'efficacité énergétique remis à la Commission européenne en 2011 relève ainsi que « *l'activité industrielle depuis 2003 connaît de réels gains d'efficacité énergétique* ». Ces gains peuvent s'expliquer par une recherche de compétitivité mais aussi par une sensibilisation croissante au développement durable dans un contexte d'énergie chère et d'encadrement réglementaire des émissions de GES. Ces dernières années, les entreprises ont renforcé leurs efforts d'économie d'énergie. Sur un plan macroéconomique, la baisse de l'intensité énergétique qu'a connue la France ces dernières années est aussi due à la désindustrialisation de la France et ne doit pas être confondue avec l'efficacité énergétique.

De son côté, l'étude réalisée par ENEA consulting pour l'ADEME et Total déjà citée, montre que les fournisseurs des matériels et procédés investissent activement dans la recherche permettant l'amélioration des équipements qu'ils proposent répondant ainsi à l'attente de leurs clients, ceux-ci étant 58 % à déclarer avoir investi en 2010 pour réduire leur consommation d'énergie. Et l'étude de conclure : « *Le principal obstacle ressenti par les industriels est le surcoût lié à ces équipements innovants, mais 75 % déclarent être prêts à payer plus cher des équipements moins énergivores grâce aux économies qui seront générées*

par la suite. Les temps de retours jugés acceptables sont en revanche souvent très courts, les investissements nécessaires étant mis en regard d'autres investissements envisageables pour la société : souvent trois ans minimum, ils peuvent parfois même devoir être inférieurs à 2 ans ».

Cependant, toutes les estimations convergent pour indiquer que le potentiel d'économies d'énergie rentables est en lui-même important. Une étude citée dans le rapport du comité « Trajectoires 2020-2050 » présidé par M. de Perthuis, montrait un potentiel de court terme (soit moins de trois ans de temps de retour sur investissement) de 18 %.

Pour les seules opérations « transverses », c'est-à-dire les usages communs à toutes les usines (éclairage, moteurs, air comprimé...), un organisme public, le Centre d'études et de recherches sur l'énergie (CEREN), estime quant à lui le gisement industriel à 64 TWh dont plus de 40 TWh d'électricité, à quoi s'ajoutent les potentiels des procédés des industries lourdes comme l'acier, le raffinage ou les ciments. À cela il convient d'ajouter que, pour les industries soumises aux quotas d'émission de CO₂, le faible prix du carbone n'est actuellement pas un facteur d'incitation à l'efficacité énergétique.

Le secteur agricole

I - L'application du PEC au secteur agricole français

A - La place de l'agriculture dans les émissions de gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre d'origine agricole représentent, en 2011, 102,6 MtepeCO₂, soit 21 % des émissions françaises.

L'agriculture est un secteur économique fortement émetteur de GES qui vient juste après le secteur des transports et celui de l'industrie manufacturière. C'est l'une des grandes particularités de la France par rapports à ses partenaires européens pour lesquels les émissions d'origine agricoles sont bien moins importantes.

Les émissions de gaz à effet de serre d'origine agricoles sont pour 51% des rejets de protoxyde d'azote (N₂O) et pour 41 % des rejets de méthane (CH₄). Moins de 10% des émissions agricoles de gaz à effet de serre sont des émissions de CO₂. Elles découlent de la combustion agricole (essentiellement tracteurs et chauffage des bâtiments et des serres). Les émissions agricoles de CO₂ ne représentent, en 2011, que 2,3% du total des émissions de CO₂ du pays. Par ailleurs, la consommation d'énergie dans le secteur agricole n'engendre que 8,4 % des émissions de gaz à effet de serre dans ce secteur en 2011.

En revanche, l'agriculture génère 89% du total des émissions françaises de protoxyde d'azote et 75 % de celles de méthane.

Tableau n° 39 Emission de gaz à effet de serre de l'agriculture

AGRICULTURE			Secteurs-d.xls	
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 : CGEDD, *Le facteur 4 en France*, février 2013

Les causes principales de ces émissions sont la fertilisation des sols, la fermentation entérique et les déjections animales.

Ainsi, si l'agriculture n'émet pratiquement pas de CO₂, sa contribution au pouvoir de réchauffement global (PRG)⁸⁹ est de 19 % en 2011 (18% en 1990). Sur 20 ans, la contribution de l'agriculture au PRG est donc restée stable.

B - Degré de réalisation des objectifs et trajectoire

Dans son rapport aux institutions européennes sur les mesures de surveillance de mars 2013⁹⁰, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) indique 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 ». L'agriculture ne semble pas considérée comme un secteur pouvant sensiblement orienter l'effort global de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la France.

⁸⁹ Regroupement en une seule valeur de l'effet cumulé de toutes les substances contribuant à l'accroissement de l'effet de serre.

⁹⁰ Rapport de la France au titre du paragraphe 2 de l'article 3 de la décision n° 280/2004 – actualisation 2013

Ce même rapport constate que « *ces objectifs à l'horizon 2020 restent insuffisants au regard des objectifs que se sont fixés la France et l'Europe pour le long terme.* »

L'étude des scénarios de projections des émissions de gaz à effet de serre de la France exposés dans ce rapport montre que l'impact des mesures de politiques publiques en matière agricole reste très marginal. Les projections d'émissions dans l'agriculture (hors énergie) restent sensiblement identiques dans les 2 scénarios.

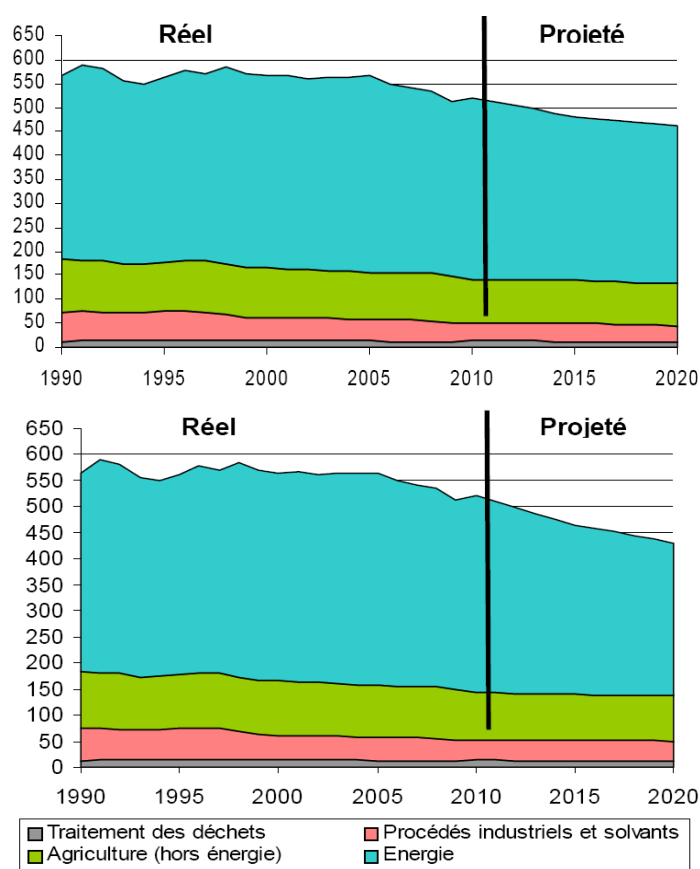


Figure 53. Evolution des émissions totales de gaz à effet de serre (hors UTCTF) de 1990 à 2020 selon le scénario AME haut) et AMS (bas) ; Lecture de la figure : Énergie = catégorie CRF 1 ; Procédés industriels et solvants = catégories CRF 2 et 3 ; Agriculture = catégorie CRF 4 ; Traitement des déchets = catégorie CRF 6. (Source : RMS, 2013)

Le ministère de l'agriculture, de l'alimentation et de la forêt précise que :

- l'étude de l'INRA « projections d'émissions et d'absorptions de gaz à effet de serre du secteur UTCF à l'horizon 2020 en France » estime entre -15% et -17% la baisse probable des émissions d'ici à 2020.
- le comité « trajectoire 2020-2050, vers une économie propre en carbone » estime que pour atteindre l'objectif Grenelle facteur 4, la contribution de l'agriculture devra être de -20% en 2020, de -30% en 2030 et de -50% en 2050.
- l'étude facteur 4 en agriculture constate avec un scénario alpha une baisse probable de 42 % des émissions agricoles d'ici 2050.

Le ministère en conclue que *« les différentes études aboutissent à la conclusion que dans le secteur agricole, d'ici 2050, seul un facteur 2 est envisageable à condition que des incitations puissantes soient mises en place pour faire évoluer les pratiques agricoles et les comportements alimentaires et qu'un certain nombre de barrières technologiques et organisationnelles soient levées, notamment grâce au renforcement du réseau de conseil aux agriculteurs. »*

II - Moyens, résultats et coût de la politique énergie climat dans le secteur de l'agriculture

A - Les mesures faisant l'objet du rapportage sur la mise en œuvre du PEC

Le MAAF⁹¹ comme la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) identifient les mesures découlant de la mise en œuvre du paquet énergie-climat comme celles qui sont synthétisées dans le récent rapport⁹² de la France à la Commission de l'UE dressant un inventaire détaillé des diverses « politiques publiques en faveur de l'atténuation des émissions de gaz à effet de serre ».

⁹¹ Ministère de l'agriculture, de l'alimentation et de la forêt

⁹² Rapport de la France, au titre du paragraphe 2 de l'article 3 de la décision N° 280/2004/Ce du parlement européen et du Conseil du 11 février 2004. Actualisation 2013 », DGEC, mars 2013.

1 - La réduction des émissions azotées dans l'atmosphère

Il s'agit des mesures mises en œuvre par la France pour réduire les émissions de protoxyde d'azote (N₂O) par la maîtrise de la fertilisation azotée. Les émissions de N₂O proviennent en effet essentiellement de l'épandage d'azote sur les sols (engrais) et en moindre proportion des déjections animales (lisier et fumier).

a) Les programmes d'actions nitrates

Si cette mesure est reprise par les ministères concernés dans le cadre du PEC, elle découle en réalité d'une accélération contrainte d'une politique plus ancienne en matière de lutte contre les pollutions aux nitrates. En effet, la France ne respectant pas les prescriptions de la « directive nitrates »⁹³, a dû mettre en place au début de l'année 2013 une actualisation des programmes d'action d'application obligatoire en zones vulnérables visant une bonne maîtrise des fertilisants azotés.

b) Certaines actions du plan végétal environnement (PVE)

Ce plan destiné à aider les agriculteurs à acquérir certains équipements en faveur de l'environnement peut contribuer à réduire la fertilisation azotée. Les investissements éligibles sont définis par une liste nationale et répondent, notamment, aux enjeux de réduction des pollutions par les produits phytosanitaires et les fertilisants.

c) Le plan de modernisation des bâtiments d'élevage (PMBE)

Ce plan de soutien aux investissements dans le secteur de l'élevage bovin, ovin et caprin lancé en 2005 a permis de financer certains équipements de gestion des effluents et a contribué à la réduction des émissions de N₂O dans le secteur agricole.

d) Les mesures agroenvironnementales et territoriales (MAET)

Le dispositif des mesures agroenvironnementales et territoriales vise à favoriser la mise en œuvre de pratiques agricoles favorables à l'environnement et repose sur la combinaison d'un ensemble d'obligations pour l'exploitant et d'une rémunération par le versement d'aides financières communautaires et nationales.

⁹³ Directive 91/676 du 12/12/1991.

Certaines mesures encouragent la réduction de fertilisation et d'autres le développement de l'agriculture biologique. À ce titre, l'engagement peut porter sur la limitation de la fertilisation azotée pour les cultures.

2 - La réduction des émissions de méthane liées à l'élevage

Il s'agit des mesures mises en œuvre par la France pour réduire les émissions de méthane (CH₄). Elles découlent du plan de modernisation des bâtiments d'élevage et des mesures agroenvironnementales.

Le ministère de l'agriculture a adopté, en mars 2013, le plan EMAA (Energie Méthanisation Autonomie Azote) visant à gérer l'azote dans une logique globale sur les territoires en valorisant l'azote organique issu des effluents d'élevage et en diminuant la dépendance de l'agriculture française à l'azote minéral. Il vise le développement d'un « modèle français de la méthanisation agricole et vise 1000 méthaniseurs à la ferme d'ici 2020.

La mise en œuvre de ce plan est destinée à rattraper le retard de la France en matière de méthanisation agricole qui ne compte que 127 installations. À titre de comparaison, l'Allemagne en revendique 7500.⁹⁴

Ce plan s'articule avec le plan biogaz géré par le MEDDE qui concerne plus largement l'ensemble des filières de production du biogaz et qui était, jusqu'alors, le seul cadre de développement de la méthanisation agricole.

3 - La réduction des émissions liées à la consommation d'énergie et au développement des énergies renouvelables

Certaines mesures visent les procédés les plus énergivores de production agricole (production sous serre chauffée, production hors sol et utilisation des tracteurs).

Elles découlent du plan végétal-environnement (investissements serres) et du plan de modernisation des bâtiments d'élevage (actions de réduction de la consommation d'énergie et de développement des énergies renouvelables).

⁹⁴ Ces données doivent être regardées en intégrant la position allemande sur le recours aux cultures énergétiques.

a) Le plan de performance énergétique des exploitations agricoles (PPE)

Le Grenelle de l'environnement prévoyait d'accroître la maîtrise énergétique des exploitations et d'atteindre un taux de 30% d'exploitations agricoles à faible dépendance énergétique d'ici à 2013.

Ce plan, qui en découle, vise 3 objectifs : la sensibilisation et le conseil des agriculteurs en matière d'économies d'énergie par un dispositif de diagnostic énergie, la réduction des consommations d'énergie directe et indirectes et le développement des énergies renouvelables⁹⁵.

b) Le plan serres énergie

Mis en œuvre en 2006, ce dispositif d'aides à l'investissement est destiné à favoriser les économies d'énergie et à encourager la substitution des énergies les moins compétitives dans le secteur des cultures horticoles et maraichères sous serres fortement énergivores.

4 - Le maintien et le développement du stock de carbone dans les sols agricoles

Le ministère de l'agriculture indique que la traduction de la politique agricole commune comprend différentes mesures favorables indirectement au stockage du carbone dans le sol : maintien et restauration des prairies et herbages, implantation d'éléments topographiques, couverture des sols en automne et hiver par des cultures intermédiaires, maintien des surfaces pâturées en zones défavorisées, soutien à la production biologique et promotion de l'agroforesterie.

B - Les résultats des mesures existantes

1 - Un préalable : un éparpillement de mesures disparates sans approche systémique

a) Des mesures disparates sans suivi et évaluation de leur efficacité

Les différentes mesures déclinées par la France pour répondre à l'objectif de réduction des gaz à effet de serre du paquet énergie-climat dans le secteur agricole répondent à une logique de traitement séquencé des différentes émissions de gaz à effet de serre (action serre, bâtiments

⁹⁵ Autre objectif du PEC de 2008.

d'élevage, nitrates...). Il n'existe pas de prise en compte globale des émissions agricoles et encore moins de stratégie globale prenant en compte la forêt, l'occupation et la gestion des sols. Ce morcellement de mesures ne permet pas au ministère de l'agriculture de mener une politique de long terme de réduction significative des émissions de gaz à effet de serre en matière agricole.

Depuis 2008, et même avant pour certaines mesures préexistantes, l'accent a été mis sur l'efficacité énergétique dans l'agriculture. Les autres mesures relatives aux autres émissions, pourtant au cœur de la problématique des émissions de gaz à effet de serre d'origine agricole (méthane et protoxyde d'azote) ne sont que des « micro-mesures » intégrées à des plans d'aides plus larges de nature « efficacité énergétique » tel que le PPE ou le PMBE.

Par ailleurs, les différentes mesures engagées dans le secteur agricole ne font pas l'objet d'évaluation 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).

Ces résultats paraissent bien faibles au regard du nombre total d'exploitations agricoles en France.⁹⁶

Le coût des mesures est difficilement mesurable et les résultats ne sont pas chiffrés, ce qui ne permet pas de rapporter le coût financier des mesures à leurs impacts réels.

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.

⁹⁶ 515 000 exploitations agricoles en 2010.

2 - Des résultats décevants en matière de performance énergétique

a) Un niveau faible de diagnostics énergie-gaz à effet de serre réalisés

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.

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 été soutenus par le PPE en 2009 et 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.⁹⁷

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.* »

Le ministère estime toutefois que ces résultats plaident pour la poursuite du plan au-delà de 2013.

b) Le PPE : une mesure sans effet sur le « cœur » des émissions de gaz à effet de serre

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 a pour objectif l'amélioration de l'efficacité énergétique au niveau de l'agroéquipement et au niveau de la production agricole. Le plan est ainsi destiné à financer des investissements d'équipements matériels plus performants sur le plan énergétique. L'effet induit de cette mesure est la réduction des émissions de CO₂ des exploitations agricoles.

⁹⁷ Source INSEE.

Ce plan, utile du point de vue de l'efficacité énergétique, ne devrait pas empêcher le développement de mesures directement orientées sur la réduction des émissions de méthane et d'azote.

La mise en œuvre d'une politique active de changement d'affectation et de gestion durable des sols permettrait un recentrage des politiques mises en œuvre sur le cœur des émissions agricoles. Les mesures de mise en œuvre du paquet-énergie climat devraient se décliner dans le secteur « utilisation des terres, leurs changements et la forêt (UTCF), pour l'instant traité de manière isolée dans les inventaires. Les sols et la forêt jouent un rôle essentiel dans la gestion des cycles du carbone, du méthane et de l'azote et peuvent constituer des « puits ». Ainsi, la gestion de la production agricole et de la forêt peuvent largement influencer la constitution des stocks de GES 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. »*

3 - Un développement de la méthanisation agricole encore limité

Le développement de la filière de méthanisation permettrait à la fois de répondre à l'objectif du paquet énergie-climat de réduction de 14 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020 pour les secteurs de l'effort partagé mais également à un autre objectif du paquet énergie-climat qui vise de porter à 20% la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique globale de l'Union européenne. Pour la France, la part des énergies renouvelables devra atteindre 23 % de sa consommation énergétique totale.

a) L'échec des volets d'aide à la méthanisation du plan de performance énergétique, du plan de modernisation des bâtiments d'élevage et du plan végétal environnement.

Le développement de la méthanisation agricole a été encouragé par l'application de certaines mesures du plan de modernisation des bâtiments d'élevage et par quelques investissements aidés du plan végétal environnement.

L'application du plan de performance énergétique des exploitations agricoles 2009-2013 devait permettre de développer, sur les

exploitations, la production d'énergies renouvelables notamment à partir de la biomasse. La méthanisation agricole s'inscrivait dans une politique plus globale de développement des énergies renouvelables.

Les appels à projets lancés dans le cadre du plan de performance énergétique en 2009 et 2010 n'ont cependant permis de soutenir que 127 projets de méthanisation agricole.

Devant ce constat, le conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux (CGAAER) a identifié les freins au développement de la méthanisation dans le secteur agricole.⁹⁸ Le refus des cultures énergétiques à titre principal apparaît comme le frein majeur au développement de la filière.

Cette spécificité française explique l'écart entre le niveau de développement de la filière française de méthanisation agricole et son niveau de développement en Allemagne qui compte près de 7 500 installations. En effet, la voie choisie par l'Allemagne est celle du recours à d'autres apports que le lisier et le fumier puisqu'elle s'est engagée dans une culture de maïs à échelle importante dans le but d'approvisionner les installations de méthanisation et de produire du biogaz même si cette option s'écarte de l'objectif de la méthanisation agricole qui est de produire de l'énergie à partir des résidus de l'élevage ou des cultures pour arriver à un produit réinjecté dans la gestion des terres agricoles.

b) Le plan azote-méthanisation-autonomie azote (EMAA) lancé en 2013

Devant la stagnation du développement de la méthanisation en France, les ministères de l'écologie et de l'agriculture ont lancé en mars 2013 un plan destiné à valoriser l'azote organique issu des effluents d'élevage et réduire la dépendance de l'agriculture française à l'azote minéral par une gestion territoriale globale.

Ce plan comporte un deuxième objectif : développer un modèle français de la méthanisation agricole pour en faire un complément de revenus pour les exploitants agricoles. L'objectif affiché est d'atteindre 1 000 installations à la ferme d'ici 2020. Le plan souhaite orienter le développement de la méthanisation par le soutien de la méthanisation agricole collective de taille intermédiaire.

Les effets de ce plan ne seront connus que dans quelques mois.

L'ADEME soutient la nécessité de mettre en place une filière complète de méthanisation agricole en France. En effet, pour l'instant, les

⁹⁸ Rapport CGAAER n° 12025 de Novembre 2012.

installations matérielles comme la maintenance sont d'origine allemande. Les outils développés par la filière allemande ne correspondent d'ailleurs pas toujours aux projets de méthanisation au sein des exploitations agricoles françaises.

C - Le coût des mesures et la fiscalité ne permettent pas d'appréhender l'efficacité des mesures

1 - Le document de politique transversale « lutte contre le changement climatique » (PLF 2013)⁹⁹

La lutte contre le changement climatique fait l'objet d'un document de politique transversale (DPT) dont la déclinaison opérationnelle est le plan Climat de la France élaboré tous les 2 ans et qui inclut l'ensemble des mesures françaises d'atténuation du changement climatique.

Ce DPT « lutte contre le changement climatique » contient 30 programmes appartenant à 13 missions.

La déclinaison du paquet Energie-Climat en matière agricole relève essentiellement du programme 154 « Economie et développement durable de l'agriculture et des territoires ».

L'action 13 « Appui au renouvellement et à la modernisation des exploitations agricoles » reprend les mesures déclinées dans le plan de modernisation des bâtiments d'élevage, le plan végétal-environnement et le plan de performance énergétique des exploitations agricoles. Le montant des crédits de cette action qui peuvent être attribués à la politique climatique de la France s'élève à 16,8 M€ d'autorisation d'engagement et 20,6 M€ de crédits de paiement en 2013.

L'action 14 « Gestion équilibrée et durable des territoires » reprend les mesures agroenvironnementales. Le montant des crédits de cette action attribués à la politique climatique de la France s'élève à 23,8 M€ d'autorisation d'engagement et à 37,5 M€ de crédits de paiement en 2013.

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€.

⁹⁹ DPT PLF 2013 Lutte contre le changement climatique.

2 - La fiscalité environnementale dans le domaine de l'agriculture

Il existe trois redevances collectées par les agences de l'eau : la redevance pour pollution diffuse en matière de produits phyto sanitaires (82M€ en 2011), la redevance pour prélèvement en eau (environ 15 M€/an) et la redevance pour pollution de l'eau par les élevages (3M€).

Les dépenses fiscales, peu nombreuses dans ce domaine sont destinées à favoriser le développement de biocarburants (exonération TICPE) pour un coût de 300 M€ en 2013 et l'agriculture biologique (crédit d'impôt) pour un coût de 33 M€ en 2011.

3 - L'efficacité des mesures de mises en œuvre du paquet énergie climat dans l'agriculture est difficile à évaluer

Certains obstacles viennent compliquer l'évaluation des mesures « énergie-climat » dans le secteur de l'agriculture :

- La particularité des principales émissions de gaz à effet agricoles très fortement non énergétiques (protoxyde d'azote et méthane) et fortement diffuses.
- Les incertitudes fortes sur l'évaluation des émissions agricoles¹⁰⁰ en raison de la complexité de leur calcul souvent obtenu en multipliant une donnée de base (quantité d'engrais, nombre de tête de bétail...) par un facteur d'émissions qui reste encore très variable selon les études.
- La grande hétérogénéité des exploitations agricoles
- La prise en compte et l'interaction complexe des différentes sources et puits de carbone.

Ces différentes caractéristiques conduisent l'ADEME¹⁰¹ à recommander dans l'axe 5 « Approches globales de l'environnement » de ses orientations stratégiques¹⁰² de faire de l'évaluation environnementale un axe transversal. L'ADEME soutient par exemple l'analyse de cycle de vie (ACV) qui permet de prendre en compte les impacts environnementaux depuis la conception d'un produit agricole jusqu'à sa sortie de l'exploitation avec une prise en compte des émissions directes mais également indirectes (intrants, transport, ..).

¹⁰⁰ Incertitude de 40 % sur le facteur d'émission pour le CH₄ en France et de 430 % pour les émissions de N₂O des sols agricoles (rapport du CGEDD sur le facteur 4 en France de février 2013).

¹⁰¹ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

¹⁰² Stratégie Agriculture et Forêt pour la période 2010-2013.

L'adoption d'une politique de ce type pourrait conduire à la mise en place d'indicateurs de suivi et servir de base au développement de l'évaluation des mesures engagées.

L'ADEME préconise également de renforcer l'application territoriale des mesures mises en œuvre. Evaluer à l'échelle d'un territoire l'impact des mesures mises en place dans le secteur agricole pourrait s'avérer plus facile. Cette échelle territoriale est déjà appliquée pour l'approche « cycle de vie » comme pour les diagnostics Dia'terre et ClimAgri. Il s'agit de dépasser la logique comptable de la seule prise en compte du nombre d'exploitations agricoles concernées par des mesures énergie-climat.

III - État des lieux : quels efforts à horizon 2030 et 2050

Dès la loi POPE du 13 juillet 2005¹⁰³, la France s'est fixé comme objectif de réduire de 3 % par an les émissions de gaz à effet de serre avec un objectif de division par 2 des émissions mondiales de gaz à effet de serre impliquant une division par 4 ou 5 des émissions pour les pays développés d'ici 2050.

L'article 2 de la loi 2009-967 du 3 août 2009¹⁰⁴, a confirmé l'engagement de la France de diviser par 4 ses émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 en réduisant de 3% par an en moyenne les rejets de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. C'est ce que l'on a appelé le facteur 4.

Par ailleurs, le cadre européen fixé en mars 2013 dans le livre vert « un cadre pour les politiques en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030. L'objectif annoncé est de réduire de 40 % dans l'Union européenne les émissions de gaz à effet de serre pour qu'une réduction de 80 à 95% d'ici 2050 soit possible compte tenu de l'objectif internationalement approuvé d'un réchauffement atmosphérique de moins de 2° C.

Ainsi, la cohérence de la mise en œuvre du Paquet Energie-Climat dans l'agriculture doit être évaluée au regard de ces objectifs à horizon 2030 et 2050. Dans ce contexte de trajectoire plus lointaine, quel sera l'effort de réduction des émissions de gaz à effet de serre attendu du secteur agricole ?

¹⁰³ Loi 2005-781 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

¹⁰⁴ Loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

Le rapport du comité « Trajectoires 2020-2050, vers une économie sobre en carbone » publié en octobre 2011 précise que l'atteinte de l'objectif facteur 4 en 2050 en France sous-entendra une participation à l'effort considérable de la part de l'agriculture qui représentera en 2050, 42% du total des émissions nationales.

Tableau n° 40 Émissions de gaz à effet de serre par secteur pour atteindre l'objectif de « facteur 4 » en 2050 en France¹⁰⁵

	1990		2005		2050		
	Mt eqCO ₂	Part du total (%)		Part du total (%)		Part du total (%)	Évolution /1990 (%)
Total	562	100	561	100	140	100	-75
Résidentiel – Tertiaire	91	16	108	19	13	9	-85
Industrie manufacturière	143	25	112	20	21	15	-85
Transports	120	21	144	26	41	29	-66
Agriculture	120	21	110	20	59	42	-51
Industrie de l'énergie	76	14	74	13	13	2	-96
Traitement des déchets	13	2	13	2	3	2	-76

Source : Rapport n°-008378-01 du CGEDD¹⁰⁵

A - Les résultats des travaux de prospective dans le domaine agricole

L'ADEME a engagé plusieurs travaux prospectifs destinés à confronter les objectifs français en matière d'énergie et de climat pour 2030 et 2050 avec différents scénarios sectoriels s'agissant des émissions de gaz à effet de serre.

L'étude « Agriculture et facteur 4 »¹⁰⁶ est une analyse sectorielle destinée à identifier plusieurs trajectoires envisageables afin d'atteindre le facteur 4 d'ici 2050. Cette étude se fonde sur la méthode des scénarios basés sur des « flux matières » de demande et d'offre. L'étude décrit 3 scénarios et leurs résultats en termes de trajectoire 2050 et conclut

¹⁰⁵ Rapport n°-008378-01 du CGEDD « Le facteur 4 en France : la division par 4 des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 », février 2013.

¹⁰⁶ Etude de l'ADEME septembre 2012.

qu'aucun des scénarios ne permettrait d'atteindre le facteur 4 dans la mesure où le scénario le plus contraignant n'atteint qu'un facteur 3.2.

Le rapport « Prospective agriculture énergie 2030 » aboutit à la même conclusion sur ce point puisque les scénarios envisagés conduisent respectivement à une réduction des émissions de gaz à effet de serre de -14 à -61% sans atteinte du facteur 4.

L'ADEME préconise in fine de s'en tenir à un facteur 2 dans le domaine de l'agriculture.¹⁰⁷

En effet, l'exercice de prospective de l'ADEME affiche des hypothèses fortes aussi bien à l'horizon 2030 qu'à l'horizon 2050 même si la vision 2050 va au-delà de l'évolution tendancielle appliquée pour l'horizon 2030.

Ainsi pour 2030, le scénario envisagé par l'ADEME se détermine avec :

- une évolution tendancielle de l'assiette alimentaire,
- une réduction de 50 % des pertes évitables et une action volontariste sur la surconsommation,
- une évolution des modes de production agricole vers des systèmes agro-écologiques de production intégrée avec une consommation moindre d'intrants et vers l'agroforesterie,
- une baisse de 23 % de la consommation énergétique de l'agriculture entre 2010 et 2030,
- le développement important de la méthanisation agricole,
- la préservation de la qualité des sols avec notamment l'augmentation du stock de carbone,
- la division par deux du rythme d'artificialisation des sols sur la période 2010-2030 par rapport au rythme actuel.

Même si le scénario envisagé reste déterminé par une analyse tendancielle, il suppose déjà des ruptures fortes sur 2 plans essentiels à l'atteinte des objectifs : une transformation forte des modes de production et de l'usage des sols et un changement significatif du régime alimentaire et des modes de consommation et d'approvisionnement en denrées agricoles.

Ces ruptures sous-tendent le chemin à parcourir selon l'ADEME en matière agricole d'ici 2050 avec :

- la poursuite de la réduction des pertes évitables (- 60 %)

¹⁰⁷ Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030/2050

- une agriculture conventionnelle limitée à 10 % (60 % de production intégrée ou agro-écologique et 30% d'agriculture biologique)
- une réduction des intrants azotés de 37 %
- un arrêt de l'artificialisation des sols en 2030.

D'autres scénarios, peu nombreux en matière agricole, vont même encore plus loin. À titre d'exemple, le scénario Afterres 2050¹⁰⁸ élaboré par Solagro est basé sur une hypothèse de 50 % d'agriculture biologique en 2050, une ration alimentaire contenant beaucoup moins de viande, de sucre et de lait, des sols délivrant jusqu'à 6 productions et des troupeaux fortement réduits. Toutefois ce scénario n'est basé que sur une étude de flux physiques et ne prend pas en compte les déterminants socio-économiques qui sont pourtant essentiels notamment en ce qui concerne le changement de la portion alimentaire et de sa composition.

B - La mise en œuvre du Paquet énergie climat dans l'agriculture devrait conduire à des réformes structurelles

Dans le contexte du partage de l'effort de réduction des émissions de gaz à effet de serre entre plusieurs secteurs clé de l'économie, notamment le bâtiment et les transports, la réduction accentuée des émissions d'un secteur peut avoir des répercussions importantes sur les autres dans la mesure où l'engagement de réduction des émissions de gaz à effet de serre est global (réduction de 14% pour tous les secteurs confondus). Ainsi, la réflexion sur les gains attendus dans les autres secteurs et sur les investissements considérables qu'ils pourraient nécessiter, devrait conduire à réorienter la politique de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'origine agricole.

1 - Le maintien des mesures techniques énergétiques devrait s'accompagner d'une transition socio-économique du secteur

L'étude précitée de l'ADEME conclut que les principaux leviers qui auraient un impact significatif en termes de réduction de gaz à effet de serre seraient :

- Les changements des pratiques agricoles et des systèmes de culture

¹⁰⁸ Solagro, association à but non lucratif développant des réflexions sur l'énergie et l'agriculture. Scénario agricole adossé au scénario énergétique global de Négawatt.

- Les modifications profondes du régime alimentaire de la population française
- La baisse des exportations¹⁰⁹
- La réaffectation des terres libérées à la production d'énergie renouvelable.

La réorientation de la mise en œuvre du paquet énergie climat passe par la prise en compte d'un levier essentiel : les pratiques agricoles et les systèmes de culture. Ainsi pour l'élevage, la recherche a déjà établi que les modalités et les rations d'alimentation du bétail avaient un effet non négligeable sur les émissions de méthane. De la même façon, les modalités d'épandage des sols peuvent contribuer à réduire les émissions agricoles de gaz à effet de serre.

Cette réorientation des politiques publiques doit également prendre en compte la question du changement d'utilisation des terres avec notamment les questions de surfaces mises en culture ou conservées en prairies.

Une étude publiée en juillet 2013 par l'ADEME et l'INRA¹¹⁰ permet de déterminer le potentiel d'atténuation de dix actions techniques en termes d'émissions de gaz à effet de serre. L'ensemble des actions choisies dans le cadre de l'étude relève des pratiques agricoles sans remise en cause majeure des systèmes de production ni baisse des niveaux de production supérieure à 10 %. Elles se regroupent en cinq catégories : la réduction des apports de fertilisants azotés, le stockage du carbone dans les sols et la biomasse, la ration alimentaire des animaux et la valorisation des effluents.

Le potentiel global d'atténuation annuel des émissions de GES lié à la mise en place de l'ensemble des dix actions (par rapport à la référence qui est égale aux émissions de l'année 2010) serait de 32,3 Mt eCO₂ en 2030 hors émissions induites selon le mode de calcul propre à l'étude et de 10 Mt eqCO₂ selon le mode de calcul utilisé par le CITEPA qui ne prend notamment pas en compte la question de la séquestration du carbone dans les sols. La baisse des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur agricole serait donc comprise entre -31% et moins 10% selon le mode de calcul.

¹⁰⁹ Hypothèse peu crédible au vu d'un des rares postes positifs de la balance commerciale et des besoins alimentaires au niveau mondial.

¹¹⁰ «Quelle contribution de l'agriculture française à la réduction des émissions de gaz à effet de serre ? Potentiel d'atténuation et coût de dix actions techniques », INRA Juillet 2013.

L'étude conclut que les mesures ayant le potentiel d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre le plus élevé sont celles qui sont liées à la gestion de l'azote (fertilisation azotée, légumineuses, alimentation azotée des animaux). Le développement de la méthanisation agricole est également identifié comme ayant un fort potentiel d'atténuation.

Cette étude doit servir à orienter les politiques publiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre dues à l'agriculture. Toutefois, elle constate que les mesures envisagées ne permettront pas d'atteindre les objectifs 2030 et 2050. Pour atteindre les objectifs plus ambitieux de réduction des GES, il faudra agir sur des leviers socio-économiques amenant à des ruptures dans les modes de production et à une modification du régime alimentaire.

Les rédacteurs regrettent que le système national d'inventaire des GES soit incomplet notamment en raison de l'absence de prise en compte du stockage du carbone dans les sols. La technique actuelle d'inventaire basé sur une statistique agricole insuffisante ne permet pas de prendre de façon assez fine les pratiques culturales et le type d'alimentation des animaux.

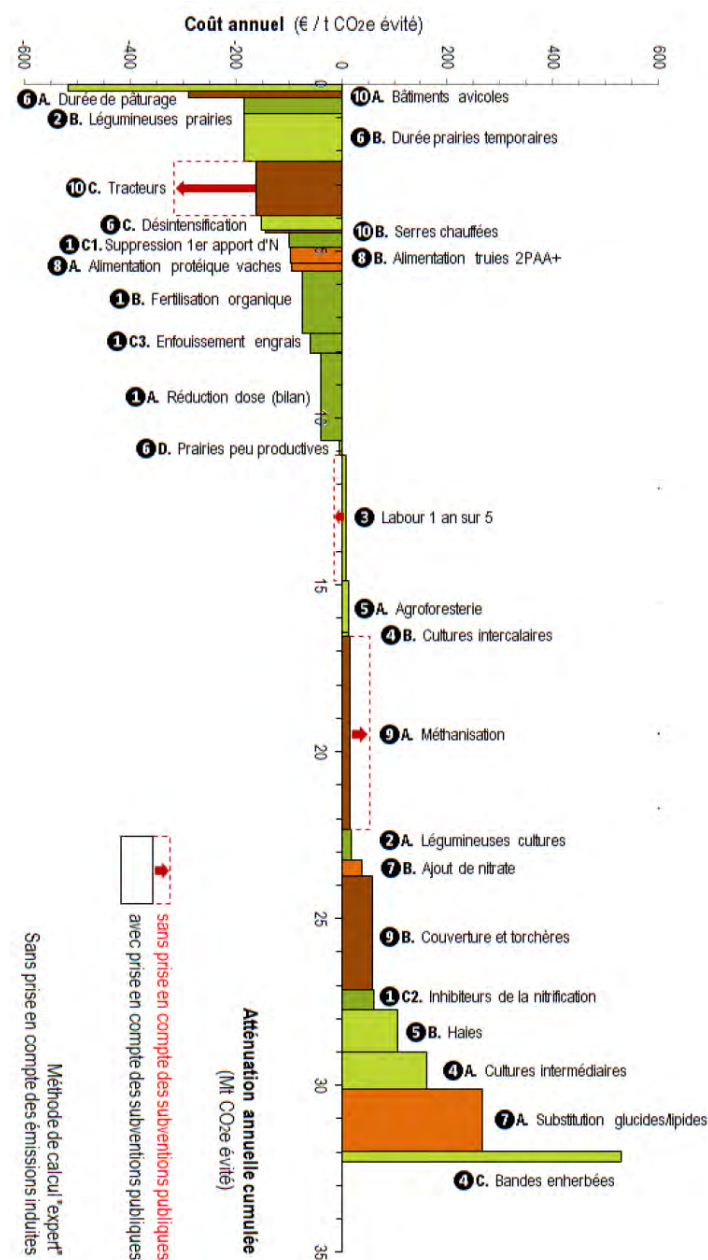


Figure 54. Coût (en euros par tonne de eqCO₂ évité) et potentiel d'atténuation annuel en 2030 à l'échelle du territoire métropolitain (en Mt de eqCO₂ évité par an) des sous actions instruites (Source : rapport INRA¹¹⁰)

Toutefois, dans son rapport RMS de mars 2013, la France indique que bien que le maintien et le développement du stock de carbone dans les sols agricoles soit un axe majeur d'intervention dans le secteur agricole pour lutter contre l'effet de serre, *« des recherches complémentaires sont encore nécessaires pour réduire les incertitudes associées à l'évaluation des mesures permettant de limiter le déstockage de carbone des terres labourées et des prairies retournées. »*

2 - Renforcer le lien entre la politique énergie-climat la politique agricole commune

Les aides financières et les grandes orientations de la politique agricole commune (PAC) sont encore majoritairement éloignées de la prise en compte de l'environnement et plus encore des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre énoncés dans le Paquet énergie-climat. Le premier objectif de la PAC reste la garantie d'une production alimentaire viable pour les européens.

Les aides distribuées dans le cadre de la PAC sont encore largement décorrelées de la prise en compte de l'environnement.

Le verdissement de la PAC est une préoccupation récente. La commission européenne propose qu'un tiers des aides directes du premier pilier constitue des paiements verts soumis à la diversité des cultures, au maintien des prairies permanentes et au maintien progressif de 7% de la surface éligible en surface d'intérêt écologique. Toutefois, l'impact environnemental de ce dispositif sera assez limité et insuffisant pour arriver à un changement profond des pratiques agricoles d'autant que les amendements de ce texte ont conduit à la mise en place de nombreux systèmes dérogatoires.

ANNEXE N° VI

LE SYSTEME COMMUNAUTAIRE D'ECHANGE DE QUOTAS (SCEQE)

Introduction

Mis en œuvre dès 2005, le système communautaire d'échange de quotas de gaz à effet de serre (SCEQE)¹¹¹ a été établi par la directive n°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, dite directive du Paquet Energie Climat, qui définit le nouveau mode de fonctionnement du marché européen des quotas pour la troisième période d'allocation (Phase III) qui se déroulera de 2013 à 2020.

Dans un premier temps (A), après avoir rappelé les textes qui encadrent le système d'échange de quotas la présente annexe retracera le contexte dans lequel est né le SCEQE (I). Elle en présentera ensuite les grands principes de fonctionnement (II) avant de revenir sur les évolutions majeures introduites par la Phase III. (III)

Dans un deuxième temps (B), cette évaluation avancera un bilan d'étape des deux premières phases du SCEQE, notamment en termes de coûts (I) et d'efficacité (II).

Ensuite (C), elle proposera une première analyse de la troisième période du système d'échange de quotas en s'intéressant particulièrement au surplus des quotas hérités de la phase II (I), aux leçons tirées des deux premières périodes (II), à la délicate question de la compétitivité face à un prix du carbone (III) pour revenir sur le choix fait par la France de l'utilisation du produit des enchères (IV).

Cette annexe s'interrogera en conclusion (D) sur la cohérence entre le SCEQE et les autres « briques » du Paquet Energie Climat (I) et les besoins de réforme du système (II).

¹¹¹ Le SCEQE est également souvent désigné sous son appellation anglo-saxonne de EU-ETS (European Union Emission Trading Scheme).

I - Les fondements du système d'échange de quotas

A - Le cadre du SCEQE

1 - Les textes

Le système d'échange de quotas a été établi par la directive n°2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 modifiant la directive N°96/61/CE du Conseil.

Cette directive a ensuite été successivement complétée par ¹¹² :

- La directive 2004/101/CE du Parlement et du Conseil du 27 octobre 2004, modifiant la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans la Communauté, au titre des mécanismes de projet du protocole de Kyoto ;
- La directive 2008/101/CE du 19 novembre 2008 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'intégrer les activités aériennes dans le système communautaire d'échange de quotas de gaz à effets de serre.
- Le règlement (CE) 219/2009 du Parlement et du Conseil du 11 mars 2009 portant adaptation à la décision 1999/468/CE du Conseil de certains actes soumis à la procédure visée à l'article 251 du traité, en ce qui concerne la procédure de réglementation avec contrôle.
- La 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 gaz à effet de serre.
- En outre, d'autres textes complètent le fondement juridique du fonctionnement actuel du système européen d'échange de quotas :
- La décision 377/2013/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 avril 2013 dérogeant temporairement à la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté.
- La décision 280/2004/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004 relative à un mécanisme pour surveiller les

¹¹²Cf. la directive consolidée in :

<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2003L0087:20090625:FR:PDF>

émissions de gaz à effet de serre dans la Communauté et mettre en œuvre le protocole de Kyoto.

- La décision 2010/2/UE de la Commission du 24 décembre 2009 établissant, conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil, la liste des secteurs et sous-secteurs considérés comme exposés à un risque important de fuite carbone, elle-même modifiée par deux textes : la décision 2011/278/UE du 27 avril 2011 dite « Mesures communautaires d'Exécutions (CIMS) et portant sur la définition d'un référentiel permettant une nouvelle forme d'allocation de quotas aux installations¹¹³, et la décision 2012/498/UE du 17 août 2012 ;

- Le règlement UE 1031/2010 de la Commission du 12 novembre 2010 relatif au calendrier, à la gestion et aux autres aspects de la mise aux enchères des quotas d'émission de gaz à effet de serre conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté ;

- Le règlement UE 1210/2011 de la Commission du 23 novembre 2011 modifiant le règlement UE 1031/2010 afin, notamment, de déterminer le volume de quotas d'émission de gaz à effet de serre à mettre aux enchères avant 2013 ;

- Le règlement UE 920/2010 de la Commission du 7 octobre 2010 concernant un système de registres normalisé et sécurisé conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et à la décision n° 280/2004/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004. (valable jusqu'en octobre 2013) ;

- Le règlement UE 1193/2011 de la Commission du 18 novembre 2011 établissant le registre de l'Union pour la période d'échanges débutant le 1^{er} janvier 2013 et pour les périodes d'échanges suivantes du système d'échange de quotas d'émission de l'Union conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et à la décision n°280/2004/CE du Parlement européen et du Conseil et modifiant les règlements de la Commission (CD) n°2216/2004 et UE n°920/2010, abrogé le 2 mai 2013 ;

- Le règlement UE 389/2013 de la Commission du 2 mai 2013 établissant un registre de l'Union conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et aux décisions 280/2004/CE et N°406/2009 CE du Parlement européen et du Conseil et

¹¹³ Cette décision définissait des règles transitoires pour l'ensemble de l'Union concernant l'allocation harmonisée de quotas d'émission à titre gratuit conformément à l'article 10bis de la directive 2003/87/CE.

abrogeant les règlements (UE) 920/2010 et (UE) 1193/2011 de la Commission ;

- Le règlement UE 109/2013 de la Commission du 29 janvier 2013 modifiant le règlement CE 748/2009 de la directive 2003/87/CE du parlement européen et du Conseil à compter du 1^{er} janvier 2006 et précisant l'État membre responsable de chaque exploitant d'aéronef, compte tenu de l'extension du système d'échange de quotas d'émissions de l'Union aux pays de l'AELE membres de l'EEE ;

- Le règlement UE 550/2011 de la Commission du 7 juin 2011 sur les restrictions qualitatives pour certains types de crédits ;

- Le règlement UE 601/2012 MRV ETS de la Commission du 21 juin 2012 relatif à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil.

- Le règlement MMR non spécifique ETS mais fixant le mécanisme pour la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre et pour la déclaration, au niveau national et au niveau de l'Union, d'autres informations ayant trait au changement climatique (5 avril 2013).¹¹⁴

- La décision 2011/278/UE du 27 avril 2011 pour l'allocation de quotas gratuits définissant des règles transitoires pour l'ensemble de l'Union concernant l'allocation harmonisée de quotas d'émission à titre gratuit conformément à l'article 10 bis de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil.

- La décision 2010/2/UE du 24 décembre 2009 établissant la liste des secteurs et sous-secteurs considérés comme exposés à un risque important de fuite de carbone, amendée le 17 août 2012 (verre / laines minérales...) ¹¹⁵ et le 11 novembre 2011 ¹¹⁶.

- La communication de la Commission Européenne concernant les lignes directrices concernant certaines aides d'État dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre après 2012, publiée au JO UE du 5.06.2012 ¹¹⁷

¹¹⁴ Cf. <http://register.consilium.europa.eu/pdf/fr/13/pe00/pe00001.fr13.pdf>

¹¹⁵ Cf. http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/leakage/docs/2012_08_17_amending_en.pdf

¹¹⁶ Cf. <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:299:0009:0012:FR:PDF>

¹¹⁷ Cf. <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2012:158:0004:0022:FR:PDF>

Les éléments relatifs aux directives et aux décisions concernant le SCEQE ont été régulièrement transposés et figurent aux articles L229-5 à 229-24 du Code de l'Environnement – pour les directives et aux articles R 229-5 à 229-44 pour les règlements.

2 - Les objectifs

À sa création, le SCEQE devait permettre aux États membres de l'Union européenne de contribuer à la réalisation des engagements pris par l'Union 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, un maintien de ses émissions en 2012 à hauteur de celles de 1990.

La directive 2009/29/CE vise à poursuivre cet objectif premier et à faire du système d'échange de quotas phase III un auxiliaire des efforts de l'Union Européenne en matière de lutte contre le changement climatique, dont les objectifs sont exprimés dans les premiers considérants de la directive 2009/29/CE : réaliser « l'engagement du Conseil Européen de mars 2007 de réduire d'ici à 2020, les émissions globales de gaz à effet de serre de la Communauté d'au moins 20 % par rapport à leurs niveaux de 1990 » afin de contribuer à « l'objectif ultime de la convention-cadre des Nations Unies sur le changement climatique (CCNUCC), approuvée au nom de la Communauté Européenne par la décision 94/69/CE du Conseil et consistant à stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique »¹¹⁸. Dans cette perspective « il convient que d'ici à 2020, les quotas d'émissions alloués aux installations soient inférieurs de 21% aux niveaux d'émissions desdites installations en 2005 »¹¹⁹.

¹¹⁸ Directive 2009/29/CE du 23 avril 2009, considérants 1 à 3.

¹¹⁹ Directive 2009/29/CE du 23 avril 2009, considérant 5.

3 - Le contexte de l'adoption d'un système d'échange de quotas

Quatre principaux éléments permettent d'expliquer le lancement d'un système d'échange de quotas auquel la Commission européenne s'était pourtant au départ fermement opposée lors des négociations du protocole de Kyoto¹²⁰.

L'échec de la Commission à mettre en place, depuis 1992, une taxe carbone à l'échelle européenne ;

L'incapacité de l'Europe à imposer ses positions pendant les négociations du protocole de Kyoto à l'occasion de la Conférence des Parties de décembre 1997 ;

Le soutien massif des États-Unis à l'idée d'un système d'échange de quotas, déjà expérimenté sur leur sol au travers du programme *Acid Rain* (Pluies Acides) ;

L'évolution d'une importante partie du monde industriel estimant que le changement climatique pouvait, de fait, constituer une menace importante et que, une forme de régulation devenant à court terme inévitable, l'idée d'un marché de quotas pouvait constituer un compromis acceptable.

Dès 1998, la Commission est donc revenue sur ses positions premières et a fait sienne la promotion d'un système communautaire d'échange de quotas.

B - Les grands principes de fonctionnement du système d'échange de quotas

Le SCEQE est un **système de plafonnement et d'échange d'émissions** (*cap and trade*) applicable à des **installations** émettrices de gaz à effets de serre : le niveau global admissible d'émissions est plafonné par le régulateur qui, dans un même temps, alloue aux installations émettrices concernées un certain nombre de permis d'émissions (allocations ou encore quotas) de façon gratuite ou payantes. Les installations sont autorisées, jusqu'à cette limite, à échanger des **quotas** d'émissions selon leurs besoins. La non restitution de quotas dans

¹²⁰ Cf. sur ces différents points A.D. Ellerman, F.J.Convery, C. de Perthuis : *Le Prix du Carbone*, Pearson, Paris, 2010, p. 15-29 ; M. Braun : « The evolution of emissions trading in the European Union – The role of policy networks, knowledge and policy entrepreneurs », in : *Accounting, Organizations and Society*, n°34, 2009 p. 469-487 ; R. Falkner : *Business power and conflict in international environmental politics*, Palgrave Macmillan, Eastbourne, 2008.

les délais prévus se traduit par des pénalités de 100€/tonne¹²¹, les quotas devant en outre être restitués par la suite.

Les installations qui réussissent à diminuer leurs émissions à un coût inférieur à celui du carbone sont ainsi incitées à réduire leurs émissions ; celles au contraire dont l'effort à réaliser s'avère plus coûteux que le prix du carbone vont acheter des quotas sur le marché au lieu de réaliser les réductions d'émissions. L'idée sous-jacente vise donc à ce que, dans des conditions de marché pures et parfaites, le coût marginal d'abattement à l'équilibre soit égal au prix du carbone sur le marché et soit en outre identique pour toutes les installations. Le marché carbone doit ainsi permettre d'obtenir une réduction du niveau des émissions fixé par le régulateur à un coût économique minimal. Au-delà, il est prévu que les quotas alloués diminuent au cours du temps entraînant une augmentation progressive du prix du carbone dans la mesure où le coût marginal d'abattement augmente en parallèle. Dans cette logique, le recours à des technologies vertes devrait ainsi devenir de plus en plus rentable.

1. Les installations¹²²

Deux principaux critères définissent l'éligibilité d'une installation au SCEQE :

- Le secteur d'activité, fixé par l'article R.229-5 du code de l'environnement. Quatre principaux secteurs sont concernés : la production d'énergie, la production et le traitement de métaux ferreux, l'industrie minérale (ciment, céramique, verre) et la production de papier et cellulose. La liste de ces secteurs s'est élargie au cours des différentes périodes de l'ETS.

¹²¹ 40€/t lors de la première période du SCEQE (2005-2007) puis 100€ pour les phases II (2008-2012) et III (2013-2020).

¹²² Cf. Annexe 1 de la directive 2009/29/CE.

- Un seuil d'éligibilité, introduit par la directive 2003/87/CE.¹²³

En cas de cessation d'activité ou de passage en dessous des seuils d'éligibilité, les installations sont exclues du système d'échange de quotas. Toutefois, celles-ci doivent dans l'année qui suit l'acte de cessation ou d'exclusion, déclarer leurs émissions de l'année de cessation ou d'exclusion et restituer les quotas correspondant à ces émissions.

En cas d'extension de capacité ou de création nouvelle, il est prévu une réserve dite « Nouveaux entrants » : jusqu'en 2012, celle-ci est pourvue et gérée par chaque État membre qui prélève sur l'ensemble de ses quotas nationaux la part qu'il estime nécessaire à ces futurs « nouveaux entrants ». Cette réserve se montait au départ pour la France à 2,74 millions de tonnes de CO₂/an soit, pour la phase II, un total de 13,7 millions de tonnes.

Au total, sur les quelque 11400 installations européennes représentant près de 50 % des émissions de CO₂ de l'Union, la France compte, en mars 2013, 1190 installations soumises au SCEQE pour un niveau total d'émission estimé à 116 063 320 tonnes équivalent CO₂.¹²⁴ Toutefois sur ces quelques 1200 installations, seule une cinquantaine ont des émissions annuelles moyennes supérieures à 500kt.

2- Les quotas

Les « quotas » utilisés par les installations recouvrent plusieurs types d'unités d'échange :

Le quota d'émission de CO₂ ou EUA (*European Union Allowance*) constitue le principal instrument du SCEQE.

À ce principal sous-jacent du marché défini dans la directive 2003/87/CE s'ajoutent deux autres types de titres, dits « mécanismes de

¹²³ Soit les installations de combustion d'une puissance supérieure à 20MW ; les installations de production de produits chimiques organiques en vrac disposant d'une capacité de production supérieure à 100 tonnes par jour ; les installations de production de produits céramiques par cuisson dont la capacité de production est supérieure à 75 tonnes par jour ; les installations de production de ciment ayant une capacité de production supérieure 50 tonnes par jour (ou 500 tonnes en présence de fours rotatifs) ; les installations de production d'hydrogène ayant une capacité de production supérieure à 25 tonnes par jour ; les installations de production de papier, carton, verre, dont la capacité de production est supérieure à 20 tonnes par jour ; les installations de production de fonte ou d'acier d'une capacité de plus de 2,5 tonnes par heure.

¹²⁴ Estimation réalisée en janvier 2012 par le CITEPA de la moyenne des émissions de 2005 à 2010 pour le périmètre de la phase 3.

projet », prévus par le protocole de Kyoto (art.12 et 6) et acceptés au sein du SCEQE par la directive 2004/101 CE : les unités de réduction certifiée des émissions (URCE) et les unités de réduction des émissions (URE), auxquelles les installations soumises au système d'échange de quotas européen ont été autorisées à faire appel pour leur conformité à partir de 2008 et dans la limite de 13,5% de leur allocation en moyenne – chiffre également retenu par la France.

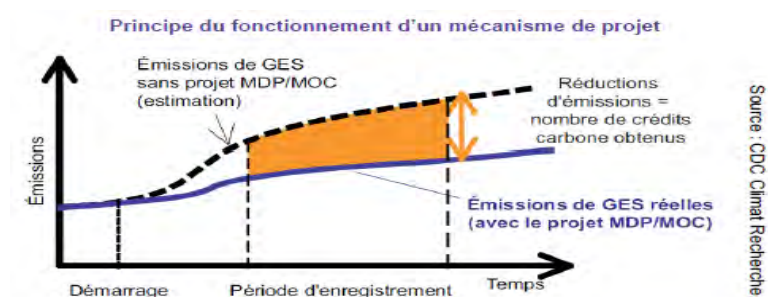


Figure 55. Le principe de fonctionnement d'un mécanisme de projet

- L'unité de réduction certifiée des émissions (URCE) ou CER (Certified Emission Reduction) : ce crédit carbone, générée dans le cadre du Mécanisme de développement Propre (MDP), est délivrée par la CCNUCC (Convention Cadre des Nations unies sur le Changement Climatique). À l'issue d'un long processus de validation et d'enregistrement, le crédit est attribué aux porteurs ayant réalisé des projets de réduction des émissions dans les pays en développement.



Figure 56. Le Mécanisme de Développement Propre. Source : CDC Climat Recherche

- L'unité de réduction des émissions (URE) ou Emission Reduction Unit (ERU), générée dans le cadre de projets de mise en œuvre conjointe (MOC) est également attribuée par la CCNUCC, mais à des

projets de réduction d'émission, qui sont réalisés au sein des pays industrialisés de l'annexe B du protocole.

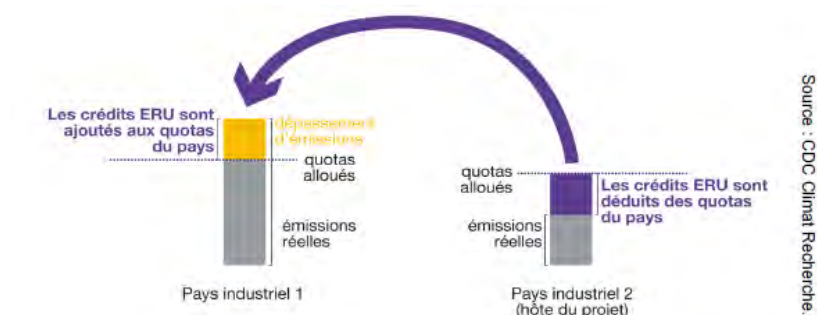


Figure 57. Les projets de Mise en Œuvre conjointe

La capacité d'utiliser ces deux types de mécanismes a fait l'objet de restrictions qualitatives.

Adoptées en 2011, ces restrictions ont d'abord consisté en l'interdiction d'utilisation des crédits générés par des nouveaux projets et enregistrés après 2012, visant la destruction du HFC23 ou du N₂O issu de la production d'acide adipique, à des fins de conformité sous la phase III.

Cette exclusion de certains gaz à effets de serre s'est en outre accompagnée d'une restriction portant sur l'origine géographique des crédits MDP acceptés par l'Union Européenne qui a décidé en 2010 de n'accepter pour la phase III du SCEQE que deux types d'URCE : celles provenant de projets enregistrés auprès des Nations Unies avant le 31 décembre 2012 et celles issues de projets réalisés dans les Pays les Moins Avancés (PMA).

Toutefois, au regard du contexte actuel de surabondance des crédits MDP, l'utilité de ces restrictions visant à favoriser la mise en place de projets de réductions des émissions dans les pays en développement et plus particulièrement dans les PMA n'a qu'une portée limitée.

1 - Le calendrier de la conformité des installations

Les installations soumises au SCEQE, ont pour obligation de restituer chaque année autant de quotas que leurs émissions vérifiées de l'année précédente¹²⁵ selon le calendrier suivant :

¹²⁵ Sur la base d'un quota=une tonne de CO₂.

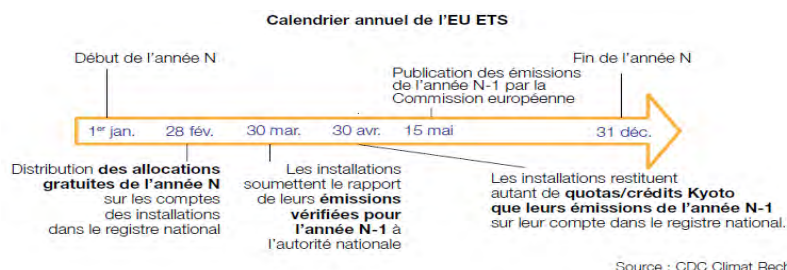


Figure 58. Calendrier de l'EU ETS

Le processus de vérification de ces déclarations répond, en France¹²⁶, à une succession d'échéances : pour le 30 mars de l'année n, les installations adressent un rapport sur leurs émissions vérifiées au ministère de l'Environnement (MEDDE) à l'issue d'un processus de vérification effectuée au premier niveau par des vérificateurs agréés puis au deuxième niveau par les services déconcentrés du ministère (DREAL), la DGEC effectuant une dernière vérification formelle.

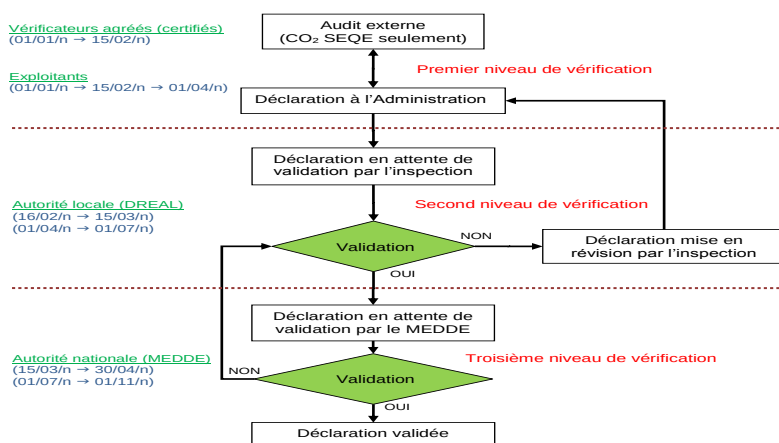


Figure 59. Le processus de validation des données déclarées en France. Source : CITEPA

Au 30 avril de l'année n, les installations restituent la quantité de quotas correspondant à leur niveau d'émission vérifiée pour l'année n-1.

¹²⁶ Le calendrier du processus de vérification, à la différence de celui de la déclaration des émissions, relève des États Membres. Le rapport présente ici le processus choisi par la France.

C - Les évolutions majeures du Paquet Energie Climat

La phase III du SCEQE (2013-2020) se caractérise par cinq principales évolutions par rapport aux deux premières phases (2005-2007; 2008-2012) :

1. une extension des champs concernés ;
2. la validité presque intégrale pour la phase III des quotas obtenus en 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 et au-delà ;
4. un nouveau mode d'attribution des allocations gratuites ;
5. le remplacement des 27 registres nationaux par un registre unique de l'Union.

Phase II (2008-12)	
Installations concernées	12,000
Pays concernés	UE-27 avec la participation de l'Islande, 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'avion 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	CO ₂ , N ₂ O, 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 GtCO ₂ e = 1.6 GtCO ₂ e
Autre	Même amende que pour la phase II, ajustée au taux d'inflation

Figure 60. Les trois phases de l'ETS. Source : CDC Climat Recherche.

1 - Une extension du périmètre

Déjà étendu à trente pays (l'UE des 27 + l'Islande, La Norvège et le Lichtenstein), le SCEQE intègre depuis le 1^{er} juillet 2013 la Croatie.

La phase III se caractérise également par un périmètre élargi des gaz à effets de serre concernés, avec l'entrée du protoxyde d'azote (N₂O) et des perfluorocarbures (PFC).

En outre, à côté de l'intégration de nombreuses activités industrielles (cf. tableau ci-dessus), la phase III se caractérise par l'intégration du secteur aérien dans le SCEQE dès le 1^{er} janvier 2012 en vertu de la directive 2008/101/CE du 19 novembre 2008 modifiant la directive 2003/87/CE dite « ETS aviation », qui prévoit que les opérateurs aériens restituent des quotas à hauteur des émissions des vols au départ et à l'arrivée des pays de l'Union. La majorité des quotas sont alloués gratuitement, une part équivalente à 15% du plafond d'émission est vendue aux enchères, les recettes devant être utilisées dans le cadre de la lutte contre le changement climatique. Toutefois à la suite de nombreuses plaintes¹²⁷ de pays estimant que la directive constitue une violation du principe de souveraineté nationale sur l'espace aérien, érigé par l'article 1 de la Convention de Chicago, l'UE a été amenée à suspendre pour un an l'application de sanction pour les vols extra-

¹²⁷ Au-delà des simples prises de position, telles la déclarations de New Delhi et de Moscou ou les actions menées au sein de l'Organisation de l'Aviation Civile Internationale (OACI), plusieurs pays ont interdit à leurs compagnies aériennes de se mettre en conformité avec la directive (Chine, Inde, États-Unis – qui ont adopté une loi en ce sens fin 2012).

européens ainsi que l'obligation de restituer des quotas pour les seuls vols hors UE, à condition pour les opérateurs aériens de "rendre" les quotas reçus gratuitement au titre de ces vols. Les obligations découlant de la directive demeurent néanmoins pour tous les vols intra-UE¹²⁸. À court terme, cette suspension n'est pas toutefois sans soulever de nombreuses difficultés pratiques et juridiques. À plus long terme, l'Union européenne devra sans doute adapter sa Directive ETS aviation pour la rendre conforme aux décisions de l'OACI. Il est probable que des amendements substantiels devront y être apportés dans le calendrier contraint avant les élections européennes.

Au total, le règlement UE n°109/2013 de la Commission du 29 janvier 2013 modifiant le règlement CE n°748/2009 de la directive 2003/87/CE à compter du 1^{er} janvier 2006 et précisant l'État membre responsable de chaque exploitant d'aéronef, a retenu pour la France 1521 compagnies aériennes. Toutefois en mai 2013, seules 228 d'entre elles avaient pu être clairement identifiées par la DGAC, ces contacts ayant à ce jour débouché sur l'ouverture de 181 comptes auprès du registre.

2 - La validité en phase III des quotas de phase II

À l'exception de certains types de crédits Kyoto subissant des restrictions qualitatives (cf. supra), les quotas non restitués en phase II sont intégralement réutilisables en phase III. Cette validité des quotas n'avait pas été utilisée lors du passage de la phase I à la phase II.

3 - La fixation d'un plafond global

Ce plafond est désormais fixé au niveau européen. Il s'élève à 2040 millions de tonnes en 2013. Par la suite, comme le prévoit la directive, la quantité totale de quotas diminue d'un facteur linéaire de 1,74 % par rapport au total annuel moyen de quotas délivré par les États membres.

Dans une même logique, la Réserve Nouveaux Entrants est désormais également fixée au niveau européen selon la règle du premier arrivé, premier servi, sans possibilité de dépassement une fois la réserve épuisée. Elle est abondée par un montant de quotas correspondant au maximum à 5 % de la quantité délivrée chaque année pour la Communauté lors de la période.

¹²⁸ Un vol international s'entend comme un vol effectué au départ ou à l'arrivée d'un aéroport situé dans un des pays ou territoire listé ci-dessus vers/depuis un pays tiers. Pour les vols avec escale (donc comprenant une étape intra UE), chaque tronçon est distingué.

La nouveauté réside tout d'abord dans la généralisation du principe des enchères.

Quelques 99,8% des allocations avaient été allouées gratuitement en première période et, en deuxième période, les États n'avaient prévus de ne mettre aux enchères que 3,1% des allocations totales¹²⁹. L'une des évolutions majeures du SCEQE en 2013, est la transition d'un mode d'allocation gratuit en phase II vers une allocation progressivement payante à partir du 1^{er} janvier 2013 et pour toute la durée de la phase III.

Par ailleurs, environ 90 Mt ont été mises sur le marché dès la fin 2012 (enchères dites « anticipées ») pour répondre notamment aux besoins des acteurs ayant une gestion anticipée à long terme de leurs besoins en quotas (en particulier les énergéticiens).

Les grands principes de ce passage aux enchères sont les suivants :

- **100 % de quotas mis aux enchères pour le secteur électrique dès 2013 :** La vente aux enchères de quotas d'émissions de CO² s'appliquera intégralement au secteur électrique dès 2013. Un régime d'allocation gratuite transitionnelle a cependant été mis en place pour les centrales situées dans huit États en ayant fait la demande : Bulgarie, Chypre, République tchèque, Estonie, Roumanie, Hongrie, Pologne, Lettonie. Pour ces derniers, 30 % des quotas seulement seront mis aux enchères en 2013 pour atteindre 100 % en 2020.

- **Pour les autres secteurs industriels, la vente aux enchères concernera 20 % en 2013 des allocations définies par benchmark, les 80 % restant étant alloués gratuitement. La part de quotas mis aux enchères augmentera progressivement pour atteindre 70 % en 2020 et 100 % en 2027.** Néanmoins, pour les secteurs concernés par un risque de fuite carbone, 100 % de l'allocation par benchmark sera distribuée gratuitement durant toute la période (cf. ci après).

- **L'aviation**, qui est entrée dans le périmètre du SCEQE en 2012, devra acheter 15 % de ses quotas aux enchères de 2012 à 2020.

La deuxième nouveauté consiste en l'adoption d'un nouveau mode d'attribution des quotas gratuits.

Le second changement majeur consiste en une transformation du mode d'attribution des quotas gratuits. En effet les deux premiers Plans Nationaux d'Allocation de Quotas (PNAQ)¹³⁰ avaient été élaborés par les

¹²⁹ Pour les deux premières périodes, la France a fait le choix de ne procéder à aucune vente aux enchères.

¹³⁰ Plan qui répartit l'ensemble des quotas alloués aux installations pour les phases successives du SCEQE.

seuls États membres, la Commission se contentant, le cas échéant de diminuer le montant des allocations consenties si elle jugeait que celles-ci avaient été trop largement calculées¹³¹. Cette grande liberté s'accompagnait en outre d'un pouvoir quasi discrétionnaire des États dans la répartition des quotas entre les installations, dont le calcul de l'attribution – malgré l'existence de critères précisés par l'annexe III de la directive 2003/87/CE¹³² – c'est le plus souvent effectué sur la base des émissions historiques (méthode dite du *grandfathering*).

Afin de remédier à un mode d'attribution in fine très hétérogène, la directive 2009/29/CE prévoit pour la troisième phase du SCEQE deux principales évolutions¹³³ :

- Le calcul du plafond des allocations gratuites est désormais fixé par la Commission. Par ailleurs, deux régimes d'allocation de quotas gratuits sont prévus : l'un pour les installations ou sous installations exerçant une activité exposée aux fuites de carbone et qui, dans ce cas bénéficient de 100% de quotas gratuits (cf. ci-dessous pour le détail) ; l'autre pour le reste des installations qui bénéficient de taux de quotas gratuits décroissants au cours de la période (cf. le tableau ci-dessous) :

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
80%	73%	66%	59%	51%	44%	37%	30%

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

¹³¹ L'allocation totale initialement proposée dans les différents PNAQ pour la deuxième période (2008-2012) était de 2325 millions d'allocations, ce qui dépassait largement l'allocation totale de la première période, pourtant déjà jugée surévaluée. Après révision de la Commission, les allocations dans les PNAQ ont été diminuées de 245 millions de tonnes par ans pour aboutir à un total de 1915 millions de tonnes. Seuls quatre pays – le Danemark, la France, la Slovénie et le Royaume uni – ont vu leurs plans acceptés sans correction.

¹³² Ainsi, par exemple, la non-discrimination entre les installations ou encore « le potentiel des installations y compris le potentiel technologique, de réduction des émissions des activités couvertes par le SCEQE ».

¹³³ Cf. également les lignes de conduite de la Commission, in :

http://ec.europa.eu/clima/documentation/ets/docs/benchmarking/gd2_allocation_methologies_en.pdf

• les allocations gratuites en Phase III ne sont plus basées sur l'historique des émissions de gaz à effet de serre (GES), mais sur un référentiel dit par « produit »¹³⁴. La définition d'un seul référentiel étant impossible pour l'ensemble des produits fabriqués par les installations de l'EU-ETS, des méthodologies d'allocation complémentaires ont été définies pour les autres produits, basées sur un référentiel de consommation de chaleur, un référentiel de consommation de combustibles et enfin les émissions de procédés historiques¹³⁵.

L'allocation de chaque sous-installation est ensuite multipliée par le « facteur fuite de carbone » (EF)¹³⁶:

- Les sous-installations à risque de fuites de carbone seront multipliées par un facteur 1 pour toutes les années de la 3ème période (100% d'allocation au niveau des référentiels) ;
- Les sous-installations n'étant pas considérées comme à risque de fuites de carbone seront multipliées par un facteur dégressif égal à 0.8 en 2013, et diminuant linéairement jusqu'à 0.3 en 2020 (soit une réduction progressive de 80 % à 30 % d'allocation).
- Les cas particuliers ne répondant pas à ce cadre général, notamment le cas d'échange de chaleur entre installations ou celui d'installations changeant de capacité pendant la période de référence sont également envisagés dans une série de documents de la commission.¹³⁷

¹³⁴ Ces référentiels par produit sont calculés sur la base de la moyenne des émissions spécifiques des 10% d'installations les moins émettrices dans un secteur ou un sous-secteur à l'échelle de l'Union Européenne au cours des années 2007-2008. En principe, les allocations sont faites par des benchmark correspondant à chaque type de produit.

¹³⁵ Cf. « Guide de l'accompagnement de l'exploitant dans la saisie des informations nécessaires à l'allocation des quotas », 25/05/2011, publié par Air Climat, l'agence wallonne de l'air et du climat.

¹³⁶ Cf. les développements ci-après sur la compétitivité des entreprises soumises au SCEQE

¹³⁷ http://ec.europa.eu/clima/documentation/ets/docs/benchmarking/gd9_sector_specific_guidance_en.pdf

http://ec.europa.eu/clima/documentation/ets/docs/benchmarking/gd6_cross_boundary_heat_flows_en.pdf

http://ec.europa.eu/clima/documentation/ets/docs/benchmarking/gd8_waste_gases_en.pdf

http://ec.europa.eu/clima/documentation/ets/docs/benchmarking/gd2_allocation_methodologies_en.pdf

Année	Quotas gratuits alloués à la France
2013	88,4
2014	86,1
2015	83,8
2016	81,6
2017	79,5
2018	77,3
2019	75,2
2020	73,1

Source : http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2013090502_en.html

II - Le bilan d'étape des deux premières phases du SCEQE

Le bilan montre un coût non négligeable pour l'état, un impact limité sur la compétitivité des entreprises et une efficacité du système difficile à établir avant tout dû à un contexte économique défavorable

Il convient à nouveau de souligner la difficulté qu'il y a aujourd'hui à produire une analyse de la composante « SCEQE » du paquet énergie climat dans la mesure où la phase III vient tout juste de démarrer. Ce développement propose néanmoins de dresser un bilan d'étape de la phase précédente dont l'architecture constitue encore pour l'essentiel le fondement de la phase III.

A - Le coût du SCEQE

1 - Le coût pour l'État

Trois principaux types de coûts de nature très hétérogène peuvent être mis en avant pour l'État : le coût strict de la mise en œuvre, peu significatif, celui dû à la fraude à la TVA qui fut massif, enfin le coût dû au mauvais calibrage de la Réserve Nouveaux entrants et qui sera essentiellement porté par le budget de 2013.

2 - Le coût peu significatif de la mise en œuvre

Le coût annuel du SCEQE pour l'État en crédits HT2 est de l'ordre de 600 k€ par an. Pour 2013, un montant de 619 606 € est ainsi inscrit au titre de la « Stratégie Carbone » dans le PAP 2013 de la mission « Écologie, développement et aménagement durables » (action 05 du programme 174 « Énergie, Climat et après-mines »).

Il comprend deux principaux postes :

- Une contribution aux frais de tenue du registre national des quotas par la Caisse des dépôts. Pour la France, le rôle d'administrateur national du registre est en effet tenu par la Caisse des dépôts pour un coût total d'environ 3 M€, financé aujourd'hui à 90% par les assujettis. Le déficit régulier du teneur de registre - en raison de la difficulté à adosser parfaitement les taxes perçues au titre de l'inscription au registre et les frais du service de la Caisse, dont l'assiette est fixée en décembre de l'année n-1 - se monte à environ 10% par an, soit 300k€.

- Des dépenses d'études et de travaux de recherche sur l'économie et/ou sur le droit du carbone pour un montant d'environ 300K€.

Il convient d'ajouter à ces dépenses les frais de personnels des autorités administratives en charge du SCEQE. Le nombre d'agents de l'État mobilisés pour assurer son fonctionnement au niveau français peut être environ estimé à :

- 7 ETP en administration centrale (4 agents à la DGEC, 3 agents à la DGAC ainsi que quelques pourcentages d'ETP répartis entre la direction du Budget et celle du Trésor) ;
- 4 ETP en DREAL (22 agents qui y consacrent chacun environ 20% de leur temps).

3 - Le coût massif de la fraude à la TVA

L'Europe a eu à subir en 2008-2009 une fraude à la TVA dont le préjudice pour l'ensemble des pays de l'Union a été évalué par Europol à 5 milliards d'euros, la Cour des Comptes ayant estimé la perte fiscale pour le budget de l'État français à 1,6 milliards d'euros¹³⁸.

4 - Le mauvais calibrage de la « Réserve Nouveaux Entrants »

Chaque Plan national prévoyait une réserve destinée aux installations créées en cours d'exercice ou venant accroître la capacité des sites existants.¹³⁹

¹³⁸ Cf. Rapport annuel de la Cour des Comptes 2012 « La fraude à la TVA sur les quotas carbone » ; cf. également le rapport de l'Inspection Générale des Finances n°2011-M-051-02 « La sécurité des marchés carbone », Annexe IV.

¹³⁹ Cf. Supra.

La dotation de cette Réserve Nouveaux Entrants - 13,71 millions de tonnes de CO₂ pour les années 2008-2012 - s'est révélée rapidement insuffisante et dès 2010, celle-ci était épuisée. L'État français a donc dû acheter des quotas afin de doter les installations concernées. Ces opérations d'achats ont été conduites sur le compte de commerce 913 « Gestion des actifs carbone de l'État ».

Comme le rappelle la note d'analyse de l'exécution budgétaire consacrée par la Cour au compte de commerce en question, « la date limite de restitution des quotas 2010 ayant été fixée au 30 avril 2011, une procédure d'appel d'offres avait été lancée afin d'être en mesure d'acquérir les quotas manquants avant cette date. Cependant, l'appel d'offres n'a pas pu être finalisé en 2011 et aucune opération d'achat n'a pu être réalisée en 2011. La procédure d'appel d'offres a été finalisée au mois de février 2012 ». À son issue, « la Deutsche Bank a été sélectionnée pour effectuer les achats en question qui ont pris la forme de <quatre> bons de commande »¹⁴⁰ :

- Le 1^{er} bon de commande (15,6 M€ HT – 18,68 M€ TTC – au prix unitaire moyen de 9,19 €) correspondait à l'achat des quotas nécessaires (1,7 Mt) pour procéder avant fin février 2012 à l'allocation 2012 des installations existantes.
- Le 2^{ème} bon de commande (84 M€ HT – 100,45 M€ TTC - prix unitaire moyen de 7,06 €) a permis l'acquisition des quotas (11,9 Mt) à délivrer aux nouveaux entrants avant la date-butoir de mise en conformité réglementaire au titre de l'année 2011, i.e. avant fin avril 2012 .
- Le 3^{ème} bon de commande a été émis le 8 août 2012 pour l'acquisition de 12,5 Mt au titre de l'allocation de quotas pour l'année 2012. La livraison a été effectuée le 21 décembre 2012 et le paiement interviendra le 16 janvier 2013 pour un montant de 99,1 M€ (prix unitaire de 7,93 €) - 118,54 M€ TTC. Il sera donc imputé en dépenses au titre de l'année 2013.
- Le 4^{ème} bon de commande, d'un volume de 1,66 Mt, a servi à finaliser les opérations d'abondement de la réserve pour un montant de 8,4 M€ (prix unitaire de 5,06 €) - 9,75 M€ TTC. Comme pour le 3^{ème} bon de commande, il sera imputé en dépenses au titre de l'année 2013.

Afin de financer l'achat de ces quotas, la loi de finances pour 2012 a prévu d'instaurer une taxe exceptionnelle, assise sur le chiffre d'affaires

¹⁴⁰ Note d'analyse de l'exécution budgétaire 2012 consacrée au Compte de commerce « gestion des actifs carbone de l'État », p. 12&15.

des entreprises soumises au SCEQE (article 18 de la loi n°2011-1977 du 28 décembre 2011).¹⁴¹

Cette taxe faisait porter la charge de cet achat de quotas sur les installations déjà bénéficiaires de quotas. Le déficit de la Réserve Nouveaux entrants pouvant en effet s'apparenter à un excès de quotas distribués aux installations existantes, la taxe permettait en quelque sorte de rééquilibrer la distribution de quotas.

Comme le rappelle la note d'analyse précitée, pour des raisons d'équité, les entreprises ayant bénéficié de quotas d'une quantité inférieure à 60000 tonnes de CO2 sur l'ensemble de la période 2008-2012 ont été exonérées de cette contribution. Dans le projet de loi de finances, il a été retenu une fourchette de taux applicable comprise entre 0,08% et 0,12% du chiffre d'affaires, ramenée à 0,03-0,07% en raison de la chute des cours du quota.

Les encaissements constatés de cette taxe, dont le produit a été affecté non au Compte de commerce 913 mais à la liste des recettes fiscales sur la ligne budgétaire n°1799 intitulée « Autres taxes », s'élèvent à 111,9 M€, venant ainsi entièrement compenser la totalité de la dépense générée par les deux premiers bons de commande imputés en dépenses au titre de l'année 2012, soit 99,6 M€ HT¹⁴² (15,6 M€ + 84 M€ HT).

En revanche, le coût des 3ème et 4ème bons de commande, destinés à couvrir les besoins de 2012 mais qui seront imputés en dépenses au titre de l'année 2013 pour un montant total de 107,5 M€ HT (99,1+8,4) restent à ce jour à la charge du budget de l'État, la taxe exceptionnelle instituée par l'article 18 de la loi de finances pour 2012 n'ayant pas été reconduite en 2013.

Par ailleurs, deux recettes exceptionnelles, affectées logiquement au compte de commerce « gestion des actifs carbone » se sont de fait retrouvées utilisées afin de compenser le déficit du compte, dû à l'achat des bons de commande. Il s'agit:

- Du produit de la vente, au cours de l'année 2012, de 5,15 millions d'Unités d'Absorption (Kyoto) pour un montant de recettes de 4,7 millions d'euros enregistrés sur le compte de commerce 913.

¹⁴¹ Cette taxe visait à remplacer deux dispositifs destinés à pourvoir la RNE, mais invalidés par la Commission Européenne : la mise aux enchères d'une partie des quotas des électriciens, prévu dans la loi de finances rectificative pour 2008, retoqué par la Commission en raison de sa non-conformité au droit communautaire ; un dispositif de taxation sur les allocations de quotas, lui aussi rejeté pour non-conformité au PNAQ.

¹⁴² Il a été décidé de retenir le montant hors taxe dans la mesure où celui-ci reflète plus exactement le coût net de la dépense pour l'État.

- Du produit des enchères anticipées de quotas européens en 2012, soit 44 millions d'euros.

Formellement, comme l'indique la Direction du Trésor, ces deux recettes viennent effectivement réduire le déficit du compte de commerce qui fait apparaître un solde net négatif HT de 46,5 M€ (207,1 millions d'euros de dépenses d'achats de quotas – 160,6 M€ de recettes liées à la taxe RNE (111,9M€), aux enchères anticipées (44M€) et aux unités d'absorption (4,7 M€).

Toutefois, le coût total pour l'État, en l'absence de reconduction de la taxe RNE apparaît bien supérieur. Il convient en effet de prendre en compte :

- Soit la perte sur l'enveloppe RNE générée par la non reconduction de la taxe exceptionnelle : 207,1M€ d'achats de quotas pour la RNE– 111,9M€ de recette au titre de la taxe, soit 95,2 M€.
- Soit, en considérant que les recettes enregistrées sur le compte de commerce viennent de fait réduire le déficit de l'enveloppe RNE, prendre en compte le manque à gagner pour l'État de cette utilisation pour la RNE des recettes exceptionnelles dues à la vente d'UA et au produit de la vente anticipée de quotas européens (EUA), ou : 207,1 M€ (achats de quotas pour la RNE)- [111,9 M€ (recettes au titre de la taxe RNA)+4,7 M€ (le produit de la vente des Unités d'absorption + 44 M€ (le produit des enchères anticipées) = 46,5 M€ auquel il faut ajouter le manque à gagner sur les recettes exceptionnelles (44M€ + 4,7M€), soit toujours 95,2 M€.

Au total, le coût pour l'État de l'abondement de la Réserve nouveaux entrants sur les années budgétaires 2012-2013 se monte donc à 95,2 M€ ou encore à 107,5 M€ sur le seul budget 2013.

Au-delà, cette gestion de la RNE pose plusieurs questions :

La décision de ne pas reconduire la taxe RNE apparaît d'autant plus surprenante que le raisonnement qui avait présidé à son adoption en 2012 - un rééquilibrage dans l'attribution des quotas dont avaient bénéficié de fait les installations existantes et alors que le calibrage de la réserve avait été décidé en concertation avec les industriels¹⁴³ - restait tout aussi légitime en 2013. Certes, l'exposé des motifs figurant à l'article 5 du projet de loi de finances pour 2012 et intitulé « Mise en conformité communautaire du financement des attributions de quotas de CO2 pour

¹⁴³ Cf. Source MEDDTL, note du 20 avril 2007 intitulée « Plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre, PNAQ II – période 2008 à 2012, citée par le rapport IGF « La sécurité des marchés carbone », Annexe II, p.10.

les nouveaux entrants » précisait que « cet effort financier, estimé à 223 millions d'euros, est exceptionnel et limité à la durée du PNAQ 2008-2012. La taxe ne sera donc applicable que pour la seule année 2012. » Toutefois, outre le fait que le caractère exceptionnel d'une taxe sur une année donnée ne préjuge pas de sa possible reconduction ou de la mise en place d'une taxe équivalente lors de l'exercice suivant, c'est bien pour des raisons de conformité avec le PNAQ 2008-2012 que l'État a été contraint de procéder en 2012 à l'achat des quotas nécessaires dont le règlement n'a été effectué qu'en 2013.

Ce choix revient in fine à faire supporter par le budget général le coût des quotas attribués en surnombre aux installations pendant la période II du SCEQE.

Par ailleurs, comme l'a déjà fait remarqué la note d'analyse de l'exécution budgétaire 2012 consacrée au compte de commerce « gestion des actifs carbone », **le choix de ne pas avoir affecté le produit de la taxe RNE au compte de commerce**, alors que l'article 8 de la loi de finances 2008-1443 prévoyait que le compte de commerce pouvait faire l'objet de versements du budget général, **n'apparaît pas optimal car il rend peu transparent le suivi des comptes de l'État sur la question de la gestion des actifs carbone.**

5 - L'impact pour les installations françaises

Il conviendrait en premier lieu de s'interroger sur le coût global pour l'économie de la mise en place du SCEQE. Il n'a cependant pas été possible de trouver de travaux portant spécifiquement sur la France.

Toutefois, plusieurs études ont tenté de modéliser pour l'Europe ce coût en prenant en compte de très nombreux paramètres, eux-mêmes modélisés, tels que le poids du système sur le ralentissement de la croissance du PIB et la valeur actualisée nette des investissements « non rentables », l'augmentation actualisée du bien être futur, les changements de taux de substitution entre facteurs de production intensifs en carbone et facteurs de production faibles en émissions de carbone, la capacité du SCEQE à remplacer des dispositifs de taxe environnementale moins efficaces etc. Cette évaluation se bornera à renvoyer à l'étude d'A.D. Ellerman, F. Convery, C. de Perthuis¹⁴⁴ qui, seule, propose une évaluation ex ante de l'impact du SCEQE en phase I : selon les auteurs, le coût du SCEQE compris comme l'effort de diminution des émissions s'élèverait pour la première phase à 0,9 milliards d'euros, soit moins de 0,01 % du

¹⁴⁴ A.D. Ellerman, F.J.Convery, C. de Perthuis : Le Prix du Carbone, Pearson, Paris, 2010.

PIB européen. Le reste des analyses répertoriées par l'étude de F. Venmans déjà citée ne propose qu'une évaluation ex ante de l'objectif du Paquet Energie Climat (3 fois 20) - ces estimations allant de 0,45 % à 3,3 % du PIB.¹⁴⁵

6 - Un poids « financier » pour les entreprises françaises ?

a) Le coût « administratif » de la conformité

Hors transaction de quotas, le SCEQE a amené les entreprises à payer des coûts administratifs pour établir une déclaration d'émission de gaz à effet de serre, les coûts du vérificateur des déclarations d'émission, et les frais pour le registre où étaient consignés les quotas.

Pour les petites entreprises qui n'ont pas les ressources pour organiser une présence à la vente sur les marchés pour monétiser le surplus dont elles bénéficient en général, ou qui n'ont pas d'intérêt économique à organiser une telle présence, la mise en œuvre de la SCEQE représente des coûts relativement modestes mais non négligeables :

- En général l'établissement de la déclaration d'émission de gaz à effet de serre ne donne pas lieu à une augmentation de la masse salariale. Toutefois, le coût de l'application des textes en matière de surveillance et de vérification des émissions n'est pas négligeable pour les petites installations : pour le secteur de la chaux, il est de 4 à 10 hommes-jours par an, de 1 à 30 hommes-jours par an pour le papier, et de 1 à 100 jours-hommes par an pour le secteur des tuiles et briques, tous secteurs qui représentent les petites ou moyennes installations.¹⁴⁶ Une étude menée par Anders Sandhoff auprès de 114 installations suédoises fait état d'un investissement temps moyen de 27h/mois – soit, sur la base

¹⁴⁵ F. Venmans : « L'efficacité environnementale et économique du marché du carbone européen », in : *Courier hebdomadaire du CRISP*, N°2099-2100.2011, p.38 et renvoyant aux études de P. Capros et al : *Model Based Analysis of the 2008 EU Policy package on climate change renewables*, 2008 ; T. Manders, P. Veenendaal : « Border Tax adjustments and the EU-ETS, CPE Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis n°171, 2008 ; C. Böhringer, T.H. Rutherford, R.S.J. Tol : « The EU 20/20/20 targets : An overview of the EMF 22 assessment », in : *Energy Economics* n° 31, 2009, p. 268-273.

¹⁴⁶ Un régime simplifié a été mis en place pour les installations émettant moins de 25 000 tonnes de CO₂ en moyenne pendant la période d'échange précédente, pour la seconde période d'échange. Ce régime simplifié a été approfondi pour la troisième période d'échange. Il dispense pour ces installations les entreprises de recourir aux actes de surveillance des émissions les plus coûteux (analyses des combustibles en laboratoire par exemple).

du temps moyen travaillé en Suède (40h/semaine) un peu plus de 3 hommes jours/mois ;

- les coûts du vérificateur des déclarations d'émission sont en moyenne de 900 €¹⁴⁷ par an pour une installation de faible taille ;
- la redevance pour le registre est proportionnelle au volume de quota et était de 663 € par an par installation en moyenne en 2011¹⁴⁸.

On peut constater des effets de seuil au niveau des installations dont la puissance installée les soumet tout juste au système d'échange de quotas, ainsi, des installations qui du fait de l'addition des chaudières sur le site atteignent les 20MW. En 2010, la DGEC a ainsi dénombré 257 installations ayant atteint les seuils de capacité et qui, pourtant, émettent moins de 10 000 tonnes de CO₂ par an, soit un faible niveau d'émissions.

Afin de lutter contre ces effets de seuil, un régime simplifié a été mis en place pour les installations émettant moins de 25 000 tonnes de CO₂ en moyenne pendant la période d'échange précédente, pour la seconde période d'échanges. Ce régime simplifié a été approfondi pour la troisième période d'échange. Il dispense pour ces installations les entreprises de recourir aux actes de surveillance des émissions les plus coûteux (analyses des combustibles en laboratoire par exemple).

b) Le coût de la taxe exceptionnelle en 2012

Cette taxe perçue en 2012 afin de couvrir les dépenses engagées par l'État afin d'abonder la Réserve Nouveaux Entrants, épuisée dès 2010, s'est montée à 111,9 M€. Toutefois, comme il a été rappelé précédemment, cette taxe visait à compenser en quelque sorte l'excès de quotas distribués aux installations existantes. Ce « rééquilibrage » ne peut donc réellement être considéré comme un poids financier lié, même indirectement, au SCEQE. En outre, comme il a également été précisé ci-avant, pour des raisons d'équité, les entreprises ayant bénéficié de quotas d'une quantité inférieure à 60000 tonnes de CO₂ sur l'ensemble de la période 2008-2012 ont été exonérées de cette contribution.

¹⁴⁷ Source : étude d'impacts de l'ordonnance du 28 juin 2012, sur la base d'un questionnaire aux principaux vérificateurs en France.

¹⁴⁸ Source : étude d'impacts de l'ordonnance du 28 juin 2012, sur la base des informations de l'administrateur national du registre européen de quotas de gaz à effet de serre pour la France.

c) La question de la compétitivité

Il n'a pas été possible de trouver d'études précises permettant de mesurer avec précision le poids financier global qu'aurait représenté entre 2008 et 2012 l'achat de quotas, pour conformité, pour les entreprises françaises soumises au SCEQE. Deux éléments permettent toutefois d'éclairer le débat : lors de la phase II, la France a fait le choix d'attribuer gratuitement la totalité des quotas à ses installations, seuls quelques États membres de l'Union ayant fait le choix de recourir à quelques enchères anticipées (essentiellement l'Allemagne et le Royaume Uni). Cette gratuité –qui plus est étendue à l'ensemble des « nouveaux entrants » a donc considérablement allégé le poids financier du « prix du carbone » pour les entreprises soumises au SCEQE sur le territoire national.

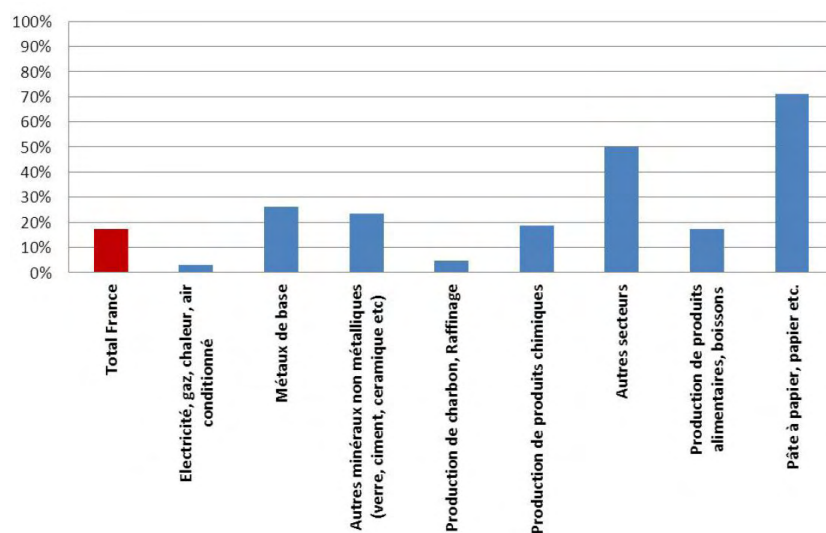


Figure 61. Comparaison des allocations attribuées aux installations françaises sur 2008-2011 au regard des émissions constatées sur la même période (exprimé en %). Source : CDC Climat Recherche.

Par ailleurs, des études partielles, réalisées en 2013 sur la période 2008-2011 montrent clairement que les installations françaises sont majoritairement longues. L'année 2012 n'ayant montré aucune amélioration de la conjoncture mais plutôt une nouvelle détérioration de la production manufacturière, il est permis d'avancer que le besoin en quota constaté sur les trois premières années de la deuxième période du SCEQE n'a pas évolué en 2012.

Enfin, le prix des quotas des années 2011-2012 s'étant régulièrement dégradé, ce facteur est venu à son tour « minorer » l'impact financier du coût du carbone pour les entreprises.

Pour autant, l'impact financier n'a pas toujours été négligeable et il est probable que nombre de petites installations ont dû parfois subir un coût substantiel au titre de leur conformité.

Ces observations demeurent toutefois difficilement généralisables en l'absence d'étude systématique.

La phase II du SCEQE a-t-elle, même indirectement, permis à certaines installations/groupes de parfois réaliser des profits financiers ?

La question des profits exceptionnels : ces « windfall profits » générés par un impact du carbone sur le prix de l'électricité et perçus par les électriciens qui, dans un même temps recevaient des quotas gratuits paraissent probables en Europe lors de la première période du SCEQE¹⁴⁹. De tels constats semblent plus aléatoires au cours de la deuxième période, dans la mesure où plusieurs études scientifiques portant sur les prix de l'électricité¹⁵⁰ ne font pas apparaître de corrélation positive de façon nette à partir de 2008. S'il n'existe aucune étude spécifique pour la France, le cas des électriciens français dont la production est à plus de 85 % décarbonée du fait du nucléaire et des énergies renouvelables rend la perspective de tels profits peu probables.

L'utilisation du *spread* existant entre les prix des quotas européens et les crédits Kyoto : la courbe des prix du quota et celle des crédits issus des mécanismes de projet (ERU et URCE) fait apparaître un écart (*spread*) entre les deux sous-jacents. Cet écart s'explique notamment par l'incertitude qui caractérise la réalisation d'un crédit carbone (capacité du projet à délivrer les crédits en temps et en heure) et qui est intégré par le marché. Le quota et le crédit carbone ayant la même valeur carbone (une tonne), de nombreux assujettis – le plus souvent de taille suffisante et/ou disposant d'une connaissance suffisante des mécanismes de marché – ont ainsi pu faire l'échange (switch) en vendant des quotas (attribués gratuitement) sur le marché pour racheter dans le même temps une quantité équivalente de crédits Kyoto : cette opération permettait ainsi de reconstituer le stock de quotas destinés à la compensation tout en encaissant au passage la différence de prix, soit une moyenne de 3 à 4 euros par tonne. Ce mécanisme est toutefois limité dans

¹⁴⁹ Une étude la CREG – l'équivalent de la CRE belge - fait état de bénéfices exceptionnels estimés à 1,6 Ma€ pour Electrabel.

¹⁵⁰ Cf. par exemple, l'étude de la Chaire Economie du Climat, in : <http://www.chaireeconomieduclimat.org/wp-content/uploads/2011/10/11-07-12-Cahier-R-2011-8-Solier-and-Jouvet-Pass-through-2.pdf>

la mesure où les installations ne pouvaient, en France, utiliser au titre de leur compensation qu'un maximum de 13,5% de crédits Kyoto sur la période de référence.

La question de la revente de quotas excédentaires due à réduction de la production - que cette production soit involontaire (crise, perte de marchés) ou volontaire : dans sa phase II, le SCEQE n'avait en effet prévu aucun mécanisme d'ajustement en cas de baisse des émissions, les quotas étant alloués pour l'ensemble de la période. Seul l'arrêt total et définitif de l'activité se traduisait par la suppression de l'attribution des quotas.

B - Une efficacité difficile à établir

Il convient au préalable de rappeler qu'un système d'échange de quotas ne garantit en aucun cas *ex ante* un niveau de réduction d'émission donné, mais uniquement le plafond d'émissions qu'il s'est au préalable fixé.¹⁵¹

Les émissions de gaz à effet de serre des secteurs soumis à ETS ont significativement baissé au cours des deux premières périodes comme l'indique le tableau des émissions ETS vérifiées au cours de la période 2008-2012 pour l'Europe et pour la France ci-dessous:

Mt eq CO2		Combust.	Raffin.	Coke	Metal	Fer/acier	Ciment	Verre	Ceramique	Papier
2005	France	61	18	0	0	27	17	4	1	4
	EU-27	1459	151	19	13	129	177	20	15	30
2006	France	55	19	0	0	28	18	4	1	3
	EU-27	1470	150	21	14	133	182	20	15	30
2007	France	56	19	0	0	27	18	4	1	3
	EU-27	1543	154	22	25	13	201	21	15	30
2008	France	56	20	0	0	24	17	3	1	3
	EU-27	1495	154	21	18	133	189	23	14	32
2009	France	55	18	0	0	17	14	3	1	2
	EU-27	1365	145	16	11	95	152	19	9	28
2010	France	56	17	0	0	21	15	3	1	2

¹⁵¹ Cf. A.D.Ellerman, F.Convery, C. de Perthuis : *Le prix du carbone*, op. cit., p. 142

	EU-27	1398	142	20	13	114	153	20	9	30
2011	France	48	16	0	0	20	15	3	1	2
	EU-27	1364	140	20	13	113	151	21	9	29
2012	France	50	13	0	0	20	14	3	1	2
	EU-27	1356	134	17	12	112	140	20	8	28

Figure 62. Evolution des émissions constatées en Europe et en France des principaux secteurs soumis au SCEQE

(<http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/emissions-trading-viewer>)

Il serait cependant hasardeux d'attribuer au seul SCEQE 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 expliquer cette diminution :

- La crise économique à partir de 2008 dont l'impact est significatif sur les secteurs industriels soumis au SCEQE (cf. ci-dessous le tableau de la production industrielle des secteurs soumis au SCEQE en France et en Europe).
- 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.
- Enfin la désindustrialisation dont l'effet collatéral a pu être « d'exporter » une partie des émissions françaises : le CGDD tend ainsi à montrer qu'entre 1990 et 2007, l'empreinte carbone globale de la France¹⁵² 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 importations se sont accrues de 64 % pour atteindre près de la moitié de l'empreinte carbone de la consommation en France en 2007.¹⁵³

¹⁵² L'empreinte carbone représente la quantité de gaz à effet de serre (GES) émise pour satisfaire la consommation française, y compris les émissions liées aux importations.

¹⁵³ Commissariat général au Développement durable : Observations statistiques n° 114, mars 2012.

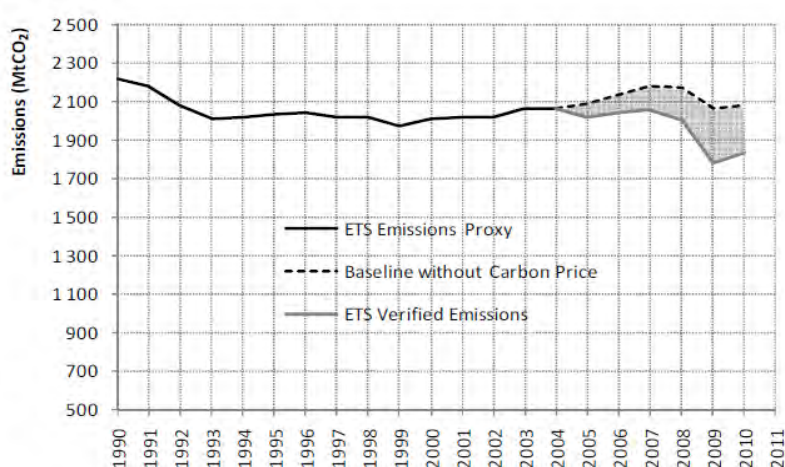
GEO	NACE_R2/TIME	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
UE 27	Industries extractives; industrie manufacturière; production et distribution d'électricité, de gaz,	101,37	102,83	107,02	110,91	108,96	93,70	100,01	103,06	100,95
UE 27	Industrie du papier et du carton	100,17	100,06	103,94	106,65	103,29	94,22	100,01	98,92	97,37
UE 27	Cokéfaction et raffinage	109,79	110,57	109,75	109,98	111,07	102,14	100,08	98,36	96,47
UE 27	Fabrication d'autres produits minéraux non métalliques	121,88	122,59	127,88	130,33	121,68	98,14	100,03	103,25	94,62
UE 27	Fabrication de produits réfractaires	112,41	111,26	114,38	124,00	119,42	85,87	100,00	105,82	95,92
UE 27	Fabrication de ciment, chaux et plâtre	135,37	137,94	144,04	143,16	128,50	105,23	100,08	94,02	82,25
UE 27	Sidérurgie	112,18	110,32	118,99	119,71	113,32	81,59	100,00	101,41	95,45
UE 27	Production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné	98,56	100,49	101,36	100,69	100,58	96,05	99,98	95,83	96,12
France	Industries extractives; industrie manufacturière; production et distribution d'électricité, de gaz,	112,19	112,46	113,70	114,90	111,04	95,22	99,81	101,90	99,40
France	Industrie du papier et du carton	114,65	114,54	113,56	113,37	106,93	97,42	99,73	95,66	90,89
France	Cokéfaction et raffinage	132,09	130,47	126,94	126,54	128,28	110,88	100,12	100,62	86,86
France	Fabrication d'autres produits minéraux non métalliques	117,22	117,19	120,88	124,20	117,77	96,31	99,87	109,06	94,34
France	Fabrication de produits réfractaires	119,93	116,78	125,57	140,69	123,21	92,37	99,61	108,26	97,22
France	Fabrication de ciment, chaux et plâtre	112,96	115,61	124,23	123,47	119,38	102,50	100,21	107,57	99,47
France	Sidérurgie	122,32	116,80	121,59	120,62	112,28	83,73	99,92	99,98	93,58
France	Production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné	95,67	96,36	95,88	95,07	97,11	93,66	99,92	93,92	95,16

Figure 63. Production dans l'industrie : données annuelles (2010=100).

Source :

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/short_term_business_statistics

Des analyses menées par la Chaire du climat en 2011 tendent néanmoins à mettre en évidence une réelle efficacité du système européen : les émissions vérifiées entre 2005 et 2011 seraient en effet inférieures au niveau auquel aurait dû conduire un scénario « business as usual » reconstitué et tenant compte de l'élasticité au PIB des émissions constatées entre 1990 et 2005, témoignant a priori du rôle joué par le SCEQE.



Source: Climate Economics Chair, from UNFCCC, CITL and Eurostat

Figure 64. Modélisation des émissions des installations soumises au SCEQE, réelles et reconstituées au regard de ce qu'elles auraient représenté sans prix du carbone. Proxy : émissions du périmètre du SCEQE reconstitué à partir des inventaires CNUCC. Pointillé : reconstitution des émissions sans mise en œuvre de l'ETS, calculée à partir du PIB x facteur d'élasticité constatée entre 1990 et 2005 sur la base du principe selon lequel une variation du PIB entraîne une variation identique des émissions.

III - Les débuts de la phase III

Proposer une évaluation de la mise en œuvre de la phase III alors que celle-ci vient à peine de démarrer est, à l'évidence, prématuré. Toutefois, plusieurs observations peuvent être faites à ce stade.

A - Les conséquences du surplus de quotas

La grande liberté laissée aux États dans le calcul des allocations en première période a conduit à une surestimation des quotas alloués aux différents États membres. Cette surallocation, une fois constatée et intégrée par le marché, a conduit à l'effondrement du prix du carbone en 2007, les quotas de la phase I n'étant pas transférables en deuxième période. De nombreuses études¹⁵⁴ estiment que l'attribution des allocations de la phase II et le plafond finalement approuvé par la Commission n'indique pas de surestimation manifeste (cf. ci-dessous).

Période	Auteurs	Méthodologie	Surallocation UE
2005-2007	B. Anderson et C. Di Maria (2010)	Allocation au-dessus des émissions de référence (par pays et par an)	6 % des allocations totales
	A. D. Ellerman et B. K. Buchner (2008)	Pays ayant Net long ratio > 60 %	6 % des allocations totales
	S. Clo (2009 ; 2010)	Réduction des émissions du secteur SCEQE moins que proportionnelle pour atteindre l'objectif Kyoto	Référence : émissions estimées 2002 Référence : émissions vérifiées 2005 2,4 % 7,1 %
2008-2012	S. Clo (2009 ; 2010)	Idem	Idem Non
	J. Schleich et al. (2009)	Allocation au-dessus des émissions de référence	Idem Non Non (allocation 15,7 % en dessous des émissions de référence)

Figure 65. Tableau résumant les différentes estimations de surallocations de quotas pour les phases I et II. Source : F. Venmans, *L'efficacité environnementale et économique du marché du carbone européen*.

Au-delà, les deux principaux défauts structurels du système résident dans le fait que l'architecture du SCEQE a été construite avant toutes choses basée sur des hypothèses de croissance pérenne de l'activité et n'avait par conséquent prévu aucun mécanisme d'ajustement en cas de baisse de la production. L'arrivée de la crise à partir de 2008 et la

¹⁵⁴ B. Anderson, C. Di Maria : « Abatement and allocation in the pilot phase of the EU ETS », in : *Environmental and Resource Economics*, 2010; A.D. Ellerman, B.K. Buchner : « Over allocation or abatement ? A preliminary analysis of the EU ETS based on the 2005-2006 emissions data », in : *Environmental and Resource Economics* n°41, 2008; S. Clo : « The effectiveness of the EU emissions trading scheme », in : *Climate Policy*, n°9, 2009; J. Schleich et al. : « Incentives for energy efficiency in the EU emissions trading scheme », *Energy efficiency*, n°2, 2009; sources citées par F. Venmans, *L'efficacité environnementale et économique du marché du carbone européen*, op. cit., p. 19.

réduction des émissions qui s'en est suivie, mais aussi l'acceptation, à partir de 2008 sur le marché européen des crédits Kyoto issus des mécanismes de projets ont conduit à un surplus de quotas en fin de deuxième période. Cette surabondance a été estimée par la Commission dans son Rapport au parlement européen et au Conseil de novembre 2012 à près d'un milliard de quotas¹⁵⁵.

(en Mt)	2008	2009	2010	2011	Total
Offre: quotas délivrés et crédits internationaux utilisés	2 076	2 105	2 204	2 336	8 720
Demande: émissions déclarées	2 100	1 860	1 919	1 886	7 765
Excédent cumulé de quotas	- 24	244	285	450	955

Source: Journal des transactions communautaire indépendant (CITL), données relatives à la mise en conformité pour 2011, publiées le 2 mai 2012, Commission européenne

Figure 66. Bilan de l'offre-demande de quotas pour la période 2008-2011

À cet excédent structurel qui s'étend à la phase III, les quotas de phase II étant intégralement transférables en troisième période, ce sont ajoutés trois éléments conjoncturels qui ont contribué à momentanément augmenter de 500 Mt l'offre de quotas existante : la vente anticipée en 2012 de quotas de phase III destinés à financer la réserve NER300 ; celle de quotas destinés à satisfaire la demande de couverture des risques dans le secteur de l'électricité ; celle enfin de quotas inutilisés dans les réserves nationales pour les nouveaux entrants au cours de la phase 2. Selon la Commission, le SCEQE pourrait enregistrer un «excédent structurel de près de 2 Md de quotas pendant la plus grande partie de la phase 3¹⁵⁶».

Dans une analyse d'avril 2013, la CDC Climat recherche confirmait cette approche et estimait pour sa part l'excédent de quotas pour la période 2012-2020 à 1537 Mt.¹⁵⁷

L'excédent entre allocations et émissions vérifiées se monterait sur la phase II pour la France à 56 Millions de tonnes, ce chiffre étant plus que doublé par l'utilisation des crédits Kyoto à hauteur de 75 millions de tonnes sur la période (cf. tableau suivant).

¹⁵⁵ Rapport de la Commission au Parlement européen et au Conseil : État des lieux des marchés du carbone en 2012, 14.11.2012, cf.

http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2012_652_fr.pdf

¹⁵⁶ Rapport de la Commission au Parlement européen et au Conseil, op. cit., p.6.

¹⁵⁷ N. Berghmans, in : *Club Tendances Carbone*, CDC Climat Recherche, 11 avril 2013

	2008	2009	2010	2011	2012	2008-2012
Emissions vérifiées (ktCO ₂)	124130	111093	115665	105413	103503	559803
Allocations de quotas (ktCO ₂)	129568	128566	138644	139473	139527	675778
Différence	5438	-17473	-22979	-34060	-36024	-115975
CER restitués (ktCO ₂)						565890
ERU restitués (ktCO ₂)						19008

Figure 67. Comparaison des émissions et des allocations pour la France. Source : <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/emissions-trading-viewer>. Retraitement Cour des comptes

B - La phase III devrait pallier certains dysfonctionnements de la phase II

1 - La fin des surplus de quotas ?

La fixation d'un plafond désormais européen devrait améliorer à la fois la prévisibilité du système et la stabilité réglementaire. Par ailleurs, le nouveau mode d'attribution des quotas gratuits, malgré sa complexité, devrait également permettre d'éviter la surestimation à laquelle s'étaient livrés certains États membres et, par conséquent, diminuer la concurrence sous-jacente entre États.

Ces remarques peuvent également être faites pour la future « Réserve nouveaux Entrants » : désormais européenne et plafonnée, cette réserve verra ses besoins couverts par un montant « réservé », correspondant à 5% du total des quotas gratuits alloués par la Commission en phase III.

L'avènement d'enchères et le nouveau mode de calcul des quotas gratuits ne garantissent en revanche nullement d'éviter un risque d'accentuation du phénomène du surplus de quotas : en effet, aucun mécanisme d'ajustement de grande ampleur en cas de ralentissement d'activité n'a, à ce jour, été prévu et toute aggravation de la crise ne pourrait qu'accentuer le trop plein de quotas constaté aujourd'hui¹⁵⁸.

¹⁵⁸ Certes, un mécanisme, prévu à l'art. 23 de la décision 2011/278 permet de limiter en phase III l'allocation gratuite en cas de réduction d'activité d'une installation.

2 - La sécurité du SCEQE¹⁵⁹

Dans son rapport sur la sécurité du marché du carbone, l'Inspection Générale des Finances avait analysé cinq grands risques :

- Les risques portant sur la vérification des émissions
- Les risques liés à la conservation sur les registres nationaux et sur le futur registre européen
- Les risques de fraude et ceux liés à l'honorabilité des acteurs
- Les risques liés à la nature juridique des quotas de CO2
- Les risques portant sur la sécurité des transactions

Si l'objet du présent rapport ne permet pas une analyse exhaustive de l'état de ces différents risques, près de deux ans après le rapport précité, il a néanmoins paru utile de procéder à un rapide état des lieux. Par ailleurs, étant donné l'impact non significatif de la nature juridique des quotas sur la sécurité du système, il a été décidé de ne pas aborder cet aspect à l'occasion de cette évaluation.

La vérification des émissions :

La plupart des recommandations de l'IGF ont été inégalement prises en compte.

Concernant tout d'abord la participation de la DREAL au contrôle de second niveau des déclarations d'émissions de GES, aux côtés des inspecteurs des installations classées : si dans la majorité des cas, d'après la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), les « fonctionnels air »¹⁶⁰ participent déjà au contrôle des déclarations d'émission à côté des inspecteurs des installations classées. Aucune instruction formelle ne semble en revanche avoir encore été donnée en ce sens aux DREAL.

S'agissant de la recommandation visant à donner une liste des points à faire contrôler, cette liste devrait être adressée aux DREAL pour effectuer le contrôle des déclarations d'émission d'ici la fin de l'année 2013, lorsque la Commission européenne aura publié son propre guide pour le contrôle des déclarations.

Toutefois, les volumes non alloués sont en principe remis aux enchères, pouvant ainsi à nouveau venir alimenter l'éventuel surplus.

¹⁵⁹ Pour des raisons de sécurité et en raison du caractère public de cette évaluation les informations ci-dessous.

¹⁶⁰ Soit la personne qui coordonne au niveau régional les questions de quotas CO2 et d'environnement.

En ce qui concerne le rapport du vérificateur, dont l'IGF estimait qu'il devait être enrichi d'informations sur la liste des données consultées et le détail des quantités de combustibles consommées, la DGEC estime qu'il est difficile de modifier le contenu de l'avis du vérificateur indépendant : d'après elle en effet, le contenu de l'avis du vérificateur est prévu par le règlement 600/2012 du 21 juin 2012 et il serait délicat pour la France de prévoir des dispositions différentes de celles du règlement.

Concernant, enfin, l'instauration d'un contrôle de troisième niveau s'exerçant a posteriori sur les déclarations d'émission, cette mesure n'a pas encore été mise en œuvre, apparemment pour des raisons de temps et d'effectif disponible dans les DREAL : ces dernières ont été, d'après la DGEC, fortement mobilisées depuis deux ans par la préparation de l'allocation des quotas gratuits pour la troisième période d'échanges et pour l'approbation des plans de surveillance. Une réflexion serait en cours sur la possibilité de mettre en œuvre ce contrôle.

La DGEC précise enfin que l'élaboration des plans de surveillance a fait l'objet de plusieurs sessions de formation / information, source de longs échanges avec les industriels.

La fraude :

La fraude à la TVA, qui n'est pas spécifique au marché du carbone, ne peut plus avoir lieu en France depuis la transposition dans la loi de finances rectificative N°2010-1568 du 29 décembre 2010 de la directive européenne 2010/23/UE du 16 mars 2010 permettant la mise en œuvre d'un mécanisme d'auto-liquidation de la TVA pour les transactions de quotas d'émission¹⁶¹. La TVA afférente est acquittée par l'acheteur et non plus le vendeur. Cette fraude demeure néanmoins toujours possible dans les États qui n'ont pas opté pour ce nouveau régime de TVA.

L'honorabilité des acteurs :

Plusieurs mesures ont été mises en place qui devraient permettre un contrôle plus efficace de son accès :

Le règlement européen des registres N°1193/2011 du 18 novembre 2011 (dorénavant remplacé par le règlement 389/2013 du 2 mai 2013) a introduit de nouvelles dispositions renforçant le contrôle d'honorabilité des participants, assujettis ou non (procédure de KYC : « know your customer ») et ouvrant la possibilité de refuser l'ouverture d'un compte, y compris d'un assujetti. Pour ouvrir un compte de détention ou d'échange,

¹⁶¹ Ce texte a été modifié en juillet 2013 par la directive 2013/43/UE qui permet de prolonger cette mesure jusqu'au 31/12/2018 au lieu du 31/12/2015.

le demandeur (assujetti ou non) doit remplir un questionnaire d'entrée en relations puis fournir plusieurs documents (pièces d'identité, attestation de résidence, casier judiciaire, détails bancaires...) sur la base desquels l'administrateur national pourra éventuellement refuser l'ouverture d'un compte s'il a des doutes sérieux que le compte puisse être utilisé à des fins frauduleuses. Les États membres sont toutefois laissés libres d'aller au-delà et de renforcer les contrôles. La Caisse des dépôts et consignations qui assure, pour le compte de l'État, l'administration du registre national, applique ainsi ses propres processus en matière de recherche de bénéficiaires effectifs ou pour identifier les demandes à risque. Ces contrôles ont donné lieu à plusieurs refus d'ouverture de comptes y compris pour des assujettis (deux cas récents concernant des exploitants d'aéronefs).

Les risques de blanchiment, notamment dans le domaine opaque des détenteurs d'aéronefs, dont un grand nombre est ainsi domicilié dans les paradis fiscaux sont en revanche toujours à craindre, l'identification du client final se révélant ici extrêmement complexe. Toutefois, la proposition de la Commission de réviser la directive SCEQE aviation et d'exclure à cette occasion les petits exploitants du système pourrait permettre de limiter les risques de blanchiment associés aux opérateurs aériens.

Concernant les risques liés à la conservation des quotas sur le registre et aux transactions :

En 2012 le registre de l'Union a remplacé le système des registres nationaux. Les comptes détenus auprès des registres nationaux ont ainsi été transférés (« migrés ») vers un registre unique, géré par la Commission européenne, dont les standards de sécurité ont souvent repris des pratiques existantes mises en place par certains registres nationaux comme, par exemple, l'envoi de mots de passe par un canal non informatique (envoi par sms sur le téléphone portable de la personne autorisée).

Afin de limiter les risques de transactions frauduleuses, plusieurs mesures ont été mises en œuvre par la Commission européenne telles que l'obligation d'une double authentification (« out-of-band confirmation »), l'obligation de double validation lors d'un ordre de transfert ou encore l'instauration d'un délai entre l'ordre de virement des quotas et leur livraison.

Par ailleurs des contraintes spécifiques s'appliquent sur les comptes de détention (« holding accounts »)¹⁶² ou les comptes d'échange (« trading accounts »)¹⁶³.

Toutefois, les délais dans lesquels s'est opérée l'ouverture du registre européen et, par conséquent la migration des comptes des assujettis n'ont pas toujours permis des tests suffisants sur le nouveau système. Par ailleurs, l'outil mis en place par la Commission ne bénéficie pas encore d'un suivi optimisé des transactions qui, par le croisement de données, devrait plus facilement permettre aux services compétents – et à la manière de ce qui était pratiqué au niveau du registre français – de détecter toute incohérence dans la transaction qui a été passée. Si elle est adoptée, l'actuelle proposition du gouvernement belge de mettre librement à disposition des administrateurs de registre l'outil de suivi qu'il a développé et qui semble remporter les suffrages de différentes autorités nationales pourrait contribuer, à terme à améliorer le dispositif de contrôle des transactions.

La Commission travaille par ailleurs au renforcement régulier de ces mesures de sécurité. Un nouveau plan de sécurisation informatique qui devrait être effectif en 2014, permettra notamment de renforcer la protection des accès au système.

B. La délicate question de la compétitivité

La question de l'impact du prix du carbone sur la compétitivité des entreprises avait largement présidé à la mise en place du SCEQE. Un coût trop élevé pour les installations assujetties risquait en effet d'avantager la concurrence extra européenne sur les produits concernés, d'inciter à la délocalisation de certaines activités et de favoriser en conséquence les « fuites » carbone, enfin, de diminuer indirectement l'efficacité de la lutte contre le changement climatique en relocalisant des productions au sein de pays moins soucieux de réglementations climatiques.

¹⁶² Ces comptes désignent tous les comptes existants de personnes, assujettis et États. Les titulaires de ces comptes ne peuvent réaliser des transactions que vers une liste de comptes de confiance (« trusted account list »), dont tous les autres comptes dont ils sont également titulaires. Cette disposition permet d'éviter des vols à partir de la plus grande partie des comptes, notamment ceux des États et des assujettis. Ce type de compte est adapté aux besoins des entreprises assujetties.

¹⁶³ Ces comptes désignent les seuls comptes à partir desquels des transferts de quotas sont possibles vers des comptes qui ne figurent pas sur une liste de comptes certifiés. En outre, les titulaires de compte peuvent décider d'introduire des limites au volume de transactions. Cette catégorie de comptes est adaptée aux entités régulées au titre de la directive concernant les marchés d'instruments financiers (MIF), les chambres de compensation et les entreprises assujetties disposant d'une entité de trading.

Cette prise en compte avait ainsi débouché sur une allocation presque intégralement gratuite des quotas en période I et II.

La mise en place de la phase III et la réduction du plafond autorisé pour les émissions du SCEQE entre 2013 et 2020 avaient suscité de nouvelles craintes au sein du monde industriel. Deux principaux dispositifs doivent, pour cette troisième période, permettre de réduire les risques de perte de compétitivité qui pourraient résulter des nouvelles exigences européennes :

1. la possibilité, pour les installations des secteurs ou des sous-secteurs « exposés à un risque important de fuite de carbone » de recevoir jusqu'en 2020 jusqu'à 100% de quotas gratuits (directive 2009/29/CE art.10 bis (12)). Deux cas de figures sont envisagés par la directive pour caractériser un secteur ou sous-secteur comme « exposé à un risque important de fuite carbone »¹⁶⁴ :
 - Premier cas : « la somme des coûts supplémentaires directs et indirects induits par la mise en œuvre de la présente directive entraîne une augmentation significative des coûts de production, calculée en proportion de la valeur ajoutée brute, d'au moins 5%; **et** l'intensité des échanges avec des pays tiers, définie comme le rapport entre la valeur totale des exportations vers les pays tiers plus la valeur des importations en provenance de pays tiers et la taille totale du marché pour la Communauté (chiffre d'affaires annuel plus total des importations en provenance de pays tiers), est supérieure à 10% ».
 - Second cas : « la somme des coûts supplémentaires directs et indirects induits par la mise en oeuvre de la présente directive entraînerait une augmentation particulièrement forte des coûts de production, calculée en proportion de la valeur ajoutée brute, d'au moins 30 %; **ou** l'intensité des échanges avec des pays tiers, définie comme le rapport entre la valeur totale des exportations vers les pays tiers plus la valeur des importations en provenance de pays tiers et la taille totale du marché pour la Communauté (chiffre d'affaires annuel plus total des importations en provenance de pays tiers), est supérieure à 30 % ».
2. la possibilité, pour les États membres d'aider financièrement certains secteurs à forte intensité en énergie (directive

¹⁶⁴ Cf. directive 2003/87 « quotas » modifiée par la directive 2009/29/CE, article 10 bis (15-16)).

2009/29/CE art.10 bis (6)) : la directive 2009/29 (art. 10 ter) dispose en effet que les États membres peuvent allouer des aides à des secteurs électro-intensifs pour compenser les coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre répercutés sur les prix de l'électricité. Les lignes directrices encadrant l'allocation de ces aides ont été publiées en mai 2012 par la Commission européenne.

Il est aujourd'hui prématuré de proposer une évaluation de l'efficacité de ces dispositifs. Par ailleurs la rareté d'études de fond ex post sur l'ensemble des secteurs que ce soit en Europe¹⁶⁵, ou, a fortiori, en France rend difficile l'expression de conclusions définitives. La présente évaluation se bornera donc à plusieurs constats.

Le mécanisme de soutien aux entreprises soumises à d'éventuelles fuites de carbone a considérablement réduit la baisse des allocations gratuites que pouvaient impliquer les nouvelles règles de calcul de la troisième période. Ainsi l'examen par les équipes de CDC Climat Recherche et de la Chaire Economie du climat de 4000 installations en Europe ont montré que, par rapport à la phase II, la baisse moyenne globale des allocations gratuites (hors secteur électrique) était de 20,6% en moyenne sur la phase III. Dans les secteurs tels que le raffinage, le verre, la céramique, le ciment, le papier et le fer/acier, cette diminution serait comprise entre 14 et 25-26 %.¹⁶⁶

Cette réduction, qui reste significative au regard des périodes précédentes, ne devrait pas, selon cette étude, impacter significativement les entreprises concernées. En effet, la baisse des allocations gratuites devrait elle-même pour une très large part être compensée par l'excédent de quotas reçus et le plus souvent conservés au cours de la phase II. « Le secteur du fer et de l'acier serait en déficit de quotas de seulement 1%, les cokeries, de 5%, la céramique et la brique, de 6 %, la chaux de 6 %, le ciment, de 8%, le verre de 8 % et le papier de 15 %. Le raffinage du pétrole subirait un déficit de 20 % (mais) en grande partie à cause de ses

¹⁶⁵ On notera toutefois l'étude publiée en septembre 2013 par la Commission sur les fuites de carbone en phase II pour les principaux secteurs énergétiques intitulée « Carbon leakage Evidence Project » (in : http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/leakage/docs/cl_evidence_factsheets_en.pdf) qui semble conclure globalement à une absence de preuves tangibles d'impacts majeurs sur les secteurs concernés en raison du prix du CO2 pour la phase II.

¹⁶⁶ S. Lecourt, C. Pallière, O. Sartor : « Free allocations in EU ETS Phase 3 : The impact of emissions-performance benchmarking for carbon-intensive industry », CDC Climat Research, Working Paper n°2013-14.

activité de production électrique pour sa propre consommation, qui ne reçoivent pas de quotas gratuits. »¹⁶⁷

La question du prix du carbone et de son impact sur la compétitivité demeure néanmoins posée à moyen terme, notamment dans la perspective d'une réforme du système d'échange de quotas. Il serait ainsi utile de pouvoir disposer de davantage d'analyses sur la sensibilité des différents secteurs à différents prix du carbone et ainsi, de mieux apprécier le risque encouru par ces activités au regard de la concurrence régionale ou internationale, l'essentiel des études existantes restant le plus souvent des études réalisées ex ante¹⁶⁸. À titre d'exemple, une étude du *Boston Consulting Group* conduite en 2008 à la demande de la Fédération européenne du ciment (Cembureau)¹⁶⁹ proposait une carte mesurant l'impact de la concurrence méditerranéenne sur l'activité cimentière des différents pays européens en fonction des lieux de production : sans surprise, les zones de production côtières – et donc plus sensibles à la concurrence du ciment importé par voie maritime – apparaissent les plus menacées.

De telles études mériteraient d'être aujourd'hui complétées par d'autres afin de pouvoir préparer au mieux les conditions de la réforme à venir du système européen. Elles s'avèrent d'autant plus nécessaires que les rares estimations réalisées ex post sur les sept premières années du système d'échange de quotas semblent davantage conclure à un impact du prix de l'électricité sur l'activité – dont la hausse est loin d'être due au seul prix du carbone – particulièrement dans les secteurs énérgo-intensifs comme, par exemple, l'aluminium.¹⁷⁰

Cette situation explique largement la disposition de la directive sur les aides d'État aux secteurs fortement dépendant du prix de l'électricité. Toutefois, ces mesures introduisent sous forme détournée une nouvelle dose de concurrence entre les pays européens, ces derniers connaissant des situations financières extrêmement hétérogènes. Si certains États peuvent ne pas souhaiter dispenser ces aides, d'autres pourraient en effet vouloir y recourir sans toutefois le pouvoir, en raison d'une situation budgétaire dégradée. Certains pays, dont l'Allemagne, ont

¹⁶⁷ O. Sartor, in : *Tendances carbone. Bulletin mensuel du marché du carbone*, CDC Climat, n° 179, avril 2013.

¹⁶⁸ Cf. par exemple les analyses sur l'ensemble des secteurs du SCEQE par A.D. Ellerman, F. Convery et C. de Perthuis, in : *Le Prix du Carbone*, chap. 6, p. 175-214

¹⁶⁹ BCG : *Assessment of the impact of the 2013-2012 ETS proposal on the European cement industry*, Nov. 2008.

¹⁷⁰ O. Sartor : « Carbon Leakage in the Primary Aluminium Sector : What evidence after 6,5 years of the EU ETS ? », CDC Climat Research, Working Paper n° 2°12-12.

en revanche déjà prévu d'allouer des aides maximales. En France, la loi de finances pour 2013 ne prévoit pas d'accorder de telles aides.

Enfin, si le dispositif prévu par l'article 10 bis (15) de la directive 2009/29/CE sur les secteurs exposés à un risque de fuite carbone répond de facto à une réelle préoccupation des entreprises, celui-ci aurait pu offrir aux secteurs concernés une visibilité plus grande : en effet, l'article 10 bis (13) rappelle que la liste des secteurs et sous-secteurs visés est déterminée « au plus tard le 31 décembre 2009 et tous les cinq ans par la suite ». une nouvelle révision de la liste des activités considérés comme étant exposées au risque de concurrence est déjà prévue en 2014 alors que phase III démarrait au 1^{er} janvier 2013.

C - La question du financement de l'agence nationale de l'habitat (ANAH)

1 - Les dispositions de la directive

La directive 2009/29/CE dispose, dans son article 10 que les États sont les bénéficiaires des enchères de quotas, selon une clef de répartition définie :

- « 88 % (...) sont répartis entre les États membres en parts identiques à la part des émissions de l'État membre concerné vérifiées dans le cadre du système communautaire en 2005, ou à la moyenne de l'État membre concerné pour la période 2005-2007, le montant le plus élevé étant retenu ».
- « 10 % (...) sont répartis entre certains États membres aux fins de la solidarité et de la croissance dans la Communauté ».
- « 2 % (...) sont répartis entre les États membres dont les émissions de gaz à effet de serre, en 2005, étaient d'au moins 20 % inférieures au niveau de leurs émissions de l'année de référence qui leur sont applicables en vertu du protocole de Kyoto ».

L'usage du produit de la mise aux enchères des quotas est laissé à la quasi discrétion des États membres : toutefois, la directive précise-t-elle qu'un minimum de 50 % des recettes sera consacré à des mesures relevant de la lutte contre le changement, sans que cette disposition soit légalement contraignante.

2 - L'utilisation du produit des enchères par la France

L'article 43 de la loi de finances initiale pour 2013 prévoit d'affecter les produits de cession des quotas à l'Agence nationale de l'habitat (Anah), dans la limite de 590 M€ par an.

Cette nouvelle recette pour l'agence a vocation à se substituer à la contribution des partenaires sociaux d'Action Logement, qui représentait l'essentiel du financement de l'agence depuis 2009. Ainsi, à compter de 2013, le produit des cessions des quotas carbone doit constituer la quasi-intégralité des rentrées de l'agence qui ne perçoit en effet comme autres ressources principales qu'une partie des recettes de la taxe sur les logements vacants (plafonnée en loi de finances à hauteur de 21M €), et une contribution des énergéticiens (dans le cadre du dispositif des certificats d'économie d'énergie – 24 M€ prévus en 2013).

Le produit des enchères de quotas a donc vocation à financer en les renforçant les actions conduites par l'Anah dans le domaine de la rénovation thermique, mais également dans les autres domaines d'intervention de l'agence.

En dépit de la bonne santé financière de l'Anah, cette décision crée une source d'incertitude sur le financement à long terme de l'Agence

Lors de l'élaboration du PLF 2013, il était anticipé un montant de 623 M€ de recettes totales pour l'année 2013 et l'article 43 de la loi de finances initiale pour 2013 prévoyait d'affecter cette recette à l'Anah, dans la limite de 590 M€ par an.

Cette ressource était toutefois basée sur les fondements d'un prix du carbone de 9,3 €/t. L'effondrement du prix du CO2 aujourd'hui autour de 5 €/t a bouleversé ces prévisions.

Certes, comme le rappelle le ROP de la Cour des Comptes sur le contrôle de la gestion de l'Anah en 2013, l'Agence affiche un excédent de trésorerie tel que cette incertitude générée par le niveau erratique du prix du carbone ne devrait pas poser de problèmes à court terme. Par ailleurs, « le conseil d'administration a opté pour une gestion prudente en établissant son budget pour 2013 sur la base de 320 M€ de recettes issues de la vente de 63 tonnes de quotas carbone à environ 5 € la tonne »¹⁷¹. **La question des sources de financement de l'Agence à moyen long terme demeure néanmoins posée.**

¹⁷¹ Rapport d'observations provisoires sur le contrôle de la gestion de l'Agence Nationale de l'Habitat (Anah), p. 41.

IV - La nécessaire réforme du système d'échange de quota

A - Le « juste » prix du carbone

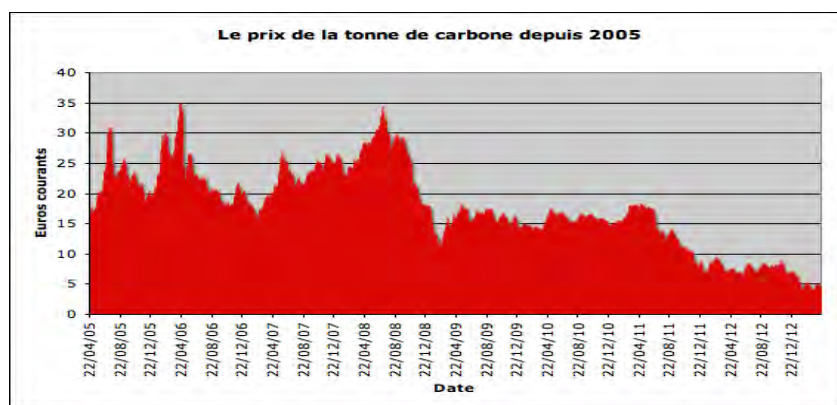


Figure 68. Evolution du prix spot de la tonne de CO₂ (EUA) depuis 2005. Source Bloomberg

L'effondrement du prix du carbone constaté sur le marché européen depuis avril 2011 et la stabilisation, depuis début 2013, du prix du quota autour d'un prix de 5 €/t entraîne plusieurs conséquences :

- Elle fausse l'arbitrage auquel devait conduire l'existence d'un marché du carbone entre le choix de recourir à des quotas et celui de recourir à l'utilisation de technologies sobres en carbone.
- Elle freine en conséquence l'innovation et décourage les investissements de long terme.
- En outre, l'extrême faiblesse du signal prix accroît le clean dark et le clean spark spread¹⁷², poussant du coup des énergéticiens à privilégier le recours au charbon et accentuant la crise des centrales à gaz, déjà frappée par les conséquences de l'augmentation de la part des énergies renouvelables.

¹⁷² Le Clean Dark spread : il est exprimé en €/MWh représente la différence entre le prix de vente de l'électricité et le coût de production intégrant l'achat du combustible (charbon) auquel vient s'ajouter les éventuels achats de quotas carbone correspondant. Un CDS positif exprime la rentabilité de la production désignée. Le clean Spark Spread correspondant à l'équivalent du Clean Dark Spread pour la production de gaz.

Il est certes difficile de savoir aujourd'hui ce que devrait être un « bon prix » du carbone. Plusieurs approches s'y sont néanmoins risquées.

Le coût social du carbone (CSC) mesure le coût marginal des dommages exhaustifs causés par les émissions carbone.¹⁷³ Toutefois cette estimation des dommages étant elle-même délicate, les chiffres auxquels ont abouti différentes études rendent difficile l'identification d'une valeur fiable : l'économiste Richard Tol¹⁷⁴ aboutissait en effet en 2009 à une estimation moyenne de 105\$/t CO₂ (soit 82,06€). Deux ans plus tôt, Nicholas Stern estimait pour sa part le CSC à 85\$/t (soit 66,4€).¹⁷⁵

Au total, l'importante marge d'incertitude que cette mesure entraîne ont conduit de nombreuses administrations à lui préférer le « coût marginal de réduction carbone » (CMR), qui représente le coût de réduction d'une tonne de CO₂ pour atteindre un objectif de réduction d'émissions.¹⁷⁶ Là encore, cette approche comporte plusieurs faiblesses telles que la prise en compte insuffisante des barrières institutionnelles, ou de l'évolution du coût des technologies.

Dans une volonté affichée de simplification, une étude française de 2008¹⁷⁷ a proposé pour la modélisation du prix du carbone de retenir un cadre d'équilibre partiel intégrant fondamentalement deux éléments : les marchés de combustible fossile et les dommages infligés aux économies par le changement climatique. À l'issue de ce modèle, le prix du carbone se situait autour de 55€/t en 2010, 70€ en 2020 pour évoluer de façon asymptotique entre 80 et 90€ à partir de 2040.

Les rapports Boiteux (2001), Landau (2007) et le rapport du COMOP 13 « Rénovation des bâtiments existants » (2008) préconisent un relèvement du niveau des taxes intérieures sur l'énergie fossile permettant d'atteindre un prix de 27€/t.

Le rapport Quinet (2008) avait de son côté, tenté d'évaluer la valeur « tutélaire » du carbone - le coût du carbone que l'État devait intégrer dans ses investissements : celle-ci aurait été de 32€ en 2010 pour

¹⁷³ Paul Watkiss : « The Social cost of Carbon », Paul Watkiss Associates, UK, 2006, papier présenté au forum global de l'OCDE sur le développement durable les 6-7 juillet 2006.

¹⁷⁴ EUR/USD au 3.11.2012.

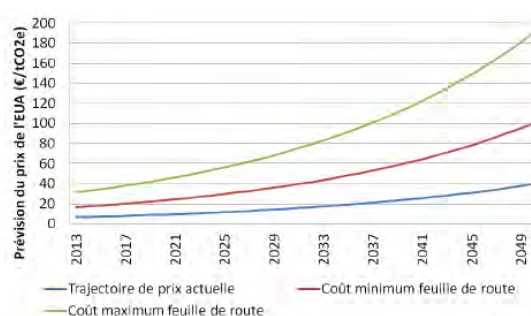
¹⁷⁵ Nicholas Stern : *The Stern Review. The Economics of Climate Change*, Cambridge University Press, 2007.

¹⁷⁶ Cf. les modèles de Bloomberg Infra en Annexe n° 5.

¹⁷⁷ D. Bureau : Prix de référence du CO₂ et calcul économique », *Economie et Prévision*, mai 2008.

progressivement augmenter (56 € en 2020, 100 € en 2030 pour atteindre une fourchette comprise entre 150 et 350 € en 2050).

Une étude de la Caisse des Dépôts de 2013 a pour sa part estimé le prix du carbone nécessaire à l'adoption de technologies propres au regard de la feuille de route envisagée par l'Europe pour 2050 (soit une réduction d'environ 80% des émissions), démontrant que le prix actuel du quota ne pouvait permettre d'atteindre des objectifs :



Source : CDC Climat Recherche

Remarques : ce graphique est une extrapolation du cours moyen des futures EUA en janvier 2013 cotées sur ICE, jusqu'en 2050, sur la base d'un taux réel d'actualisation sans risque estimé à 5 % par an (courbe bleue), comparée aux deux prévisions de cours des EUA en 2050 actualisés et mentionnées dans l'analyse d'impact de la feuille de route vers une économie sobre en carbone de la Commission européenne.

Figure 69. Cours actuel des EUA (European Union Allowance) projeté jusqu'en 2050 comparé aux coûts de réduction de la feuille de route vers une économie faiblement carbonée.

Au-delà du chiffrage du prix du carbone, il paraît donc urgent de réformer le système afin de résoudre, dans un premier temps, la question des surplus de quotas de la phase II qui pèseront durablement sur la phase III de l'ETS. Le vote du Parlement Européen le 3 juillet en faveur de la proposition de la Commission de reporter 900 millions de quotas des enchères de 2013 à 2015 pour les réintroduire en 2019 n'a pas permis, pour l'heure, de faire évoluer la situation.

B - Refonder le SCEQE

1 - Accroître l'horizon du SCEQE

Il est inexact d'affirmer que l'horizon de l'actuel système échange de quota se borne à 2020. En effet, le coefficient de réduction des plafonds émissions, fixé à 1,74 % par an n'a pas vocation à s'arrêter à cette date et, en l'absence de révision de la directive, ce coefficient

continuerait à s'appliquer, entraînant de fait une réduction toujours plus importante du montant des émissions maximales des installations.

Toutefois, en laissant la possibilité de renégocier les plafonds d'émission en phase III, la directive 2009/29/CE a introduit une incertitude renforcée par l'absence de cadre clair sur l'après 2020. Ce constat est d'autant plus surprenant que la feuille de route de l'Union situe clairement la trajectoire de l'Europe jusqu'en 2050.

L'adoption d'un cadre long terme (2030 voire 2040) pour le SCEQE pourrait en l'espèce donner aux entreprises concernées la visibilité qui leur est aujourd'hui nécessaire pour envisager plus sereinement les investissements.

a) Clarifier et simplifier les règles

Cette visibilité est d'autant plus nécessaire que les dates butoirs structurant actuellement le SCEQE apparaissent manquer de cohérence et introduisent une complexité dont on saisit mal la logique : la liste des entreprises considérées comme sujettes au risque de fuite carbone n'est-elle pour l'heure valable que jusqu'en 2014 ; par ailleurs, le calendrier de la mise aux enchères des quotas affiche une progression allant jusqu'en 2027 – date à laquelle 100 % des quotas – hors correctifs pour raison de risque de fuite carbone – devraient être mis aux enchères.

Cette nécessaire clarification pourrait également s'accompagner d'une simplification des mesures, sous peine de rendre toujours plus complexe un système réglementaire déjà peu lisible et conduisant parfois à des impasses juridiques : à titre d'exemple, on peut s'interroger sur l'attribution à la France de plus de 1500 référentiels dans l'aérien obligeant le teneur de registre national à obtenir pour l'ouverture d'un compte une longue liste de documents – casier judiciaire etc. – alors que la plupart de ces acteurs sont de petites compagnies, voire des jets privés enregistrés dans des pays méditerranéens, asiatiques ou africains ne rejetant quelques centaines voire milliers de tonnes de CO₂.

Au-delà, il apparaît avant tout indispensable de prévoir dès à présent un mécanisme permettant, en temps de ralentissement économique potentiellement durable impliquant une probable décrue des émissions et donc des besoins en quotas, d'ajuster le plafond initialement prévu à la réalité de l'activité. Or, à ce jour, le facteur de réduction linéaire qui régit l'offre de quotas du SCEQE ne pourra être modifié qu'après 2020.

Certes, dans son rapport du 14 novembre 2012 sur le fonctionnement du SCEQE, la Commission européenne a d'ores et déjà

évoqué six pistes de réforme afin de réduire les surplus de quotas¹⁷⁸. Toutes ces mesures nécessitent une modification de la directive à l'exception de l'annulation de quotas qui, d'après la Commission, pourrait être mise en œuvre via une décision indépendante du Parlement et du Conseil (adoptée en codécision). Les autres mesures nécessiteront des discussions plus importantes et pourraient être mises en place plus tard dans la phase III, minimum 2017, ou en phase IV (post 2020).

Toutefois ces dernières paraissent, en première analyse, davantage relever de mesures d'urgence que d'une réforme structurelle permettant d'assurer la crédibilité à long terme du système. La consultation publique lancée par la Commission européenne sur la base du livre vert sur le cadre de la politique climat à horizon 2030 le 27 mars 2013 pourrait constituer une occasion unique de tirer les enseignements des périodes passées tant pour réformer l'ETS que l'inscrire dans un Paquet Energie Climat renforcé et plus cohérent, et notamment d'examiner une autre piste régulièrement évoquée consistant à constituer une autorité du marché européen du carbone, dédiée, indépendante et capable d'agir rapidement.

b) Veiller à une meilleure cohérence du Paquet Energie Climat

Le manque de perspective de long terme, la crise et les règles de report des surplus de la deuxième période en phase III expliquent en grande partie l'effondrement du prix du carbone et la limite de l'actuel SCEQE. L'interférence des autres composantes du Paquet Energie Climat doit cependant être également évoquée.

L'accroissement obligatoire de la proportion d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen a en effet lui-même considérablement affaibli l'EU ETS en réduisant significativement les émissions des entreprises utilisatrices. Cette action a par ailleurs été renforcée par la dernière directive sur l'efficacité énergétique¹⁷⁹ dont les effets, cumulés à ceux de la part des énergies renouvelables devraient se traduire par une nouvelle réduction des besoins de quotas d'ici 2020.

La CDC Climat Recherche a évalué à 40 % la part que devraient atteindre les énergies renouvelables d'ici à 2020 dans l'effort total de réduction au sein de l'EU ETS, la réduction apportée par la directive efficacité énergétique étant, quant à elle, estimée à 450 Mt.

¹⁷⁸ Faire passer l'objectif de réduction de l'UE à 30% ; retirer une certaine quantité de quotas en phase 3 ; réviser par anticipation le facteur annuel de réduction linéaire ; étendre l'EU ETS à d'autres secteurs ; limiter l'accès aux crédits internationaux.

¹⁷⁹ [Directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 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.](#)

À ces effets indésirables des directives 2009/28/CE et 2012/27/UE viennent enfin s'ajouter ceux des différentes normes existantes : ainsi les normes d'émission des polluants locaux dans le cadre de la directive sur les grandes installations de combustion pourraient entraîner d'ici 2015 la mise hors service de centrales au charbon et au pétrole produisant plus de 30 GW, ce qui entraînerait indirectement d'importantes réductions d'émission de carbone.

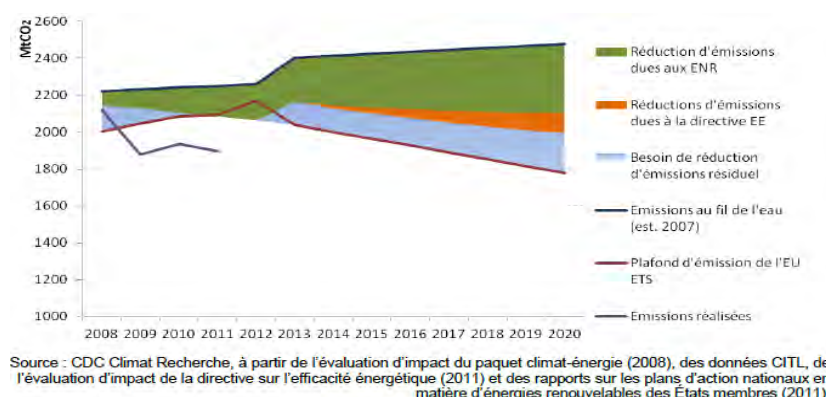


Figure 70. Estimation de l'impact de la directive « énergie renouvelable » et de la directive « efficacité énergétique » en termes de réduction d'effort demandé au SCEQE

En prenant en compte les surplus issus de la deuxième période du SCEQE, et selon la CDC Climat, sur un volume originel d'environ 5GtCO₂, l'effort restant au SCEQE ne serait plus en finale que de 0,9GtCO₂, (cf. schéma ci-dessus)¹⁸⁰.

c) Veiller au maintien de la compétitivité des entreprises

Les différents dispositifs existants devraient largement atténuer les éventuels effets du prix du carbone sur la compétitivité des entreprises, effets qui demeurent aujourd'hui très insuffisamment renseignés.

Toutefois, au regard des études et des analyses produites à ce jour, et qui relèvent encore pour l'essentiel de modèles construits ex ante, la réflexion devrait se poursuivre afin d'aboutir à un système assurant à la fois une évolution vers des modes de productions moins carboné et le maintien des activités sur le sol européen.

¹⁸⁰ 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 ».

Si le SCEQE a connu et connaît encore aujourd'hui de nombreux dysfonctionnements, la plupart des acteurs s'accordent en effet sur une double réussite du système :

- Avoir permis l'émergence d'un signal prix du carbone, même si ce prix ne reflète pas actuellement la réalité du coût de cette externalité négative ;
- Avoir suscité la mise en place de nombreux marchés carbone dans le monde¹⁸¹ jusqu'à la Chine qui devrait compter, en novembre 2013 trois systèmes d'échange de quotas¹⁸².

Au-delà, il convient cependant de rappeler que la question du changement climatique est un sujet que l'Europe ne saurait porter seule : l'Union ne représente plus que 10 % des émissions mondiales contre respectivement 27 % pour la Chine et 14 % pour les États-Unis¹⁸³.

V - L'articulation des objectifs du PEC entre eux

Le Paquet Energie Climat se présente d'entrée comme une succession de textes dont l'ensemble est tout à la fois pluriel et complexe. C'est pourquoi, les objectifs du PEC interfèrent entre eux. En effet, si imposer des cibles d'efficacité énergétique pour diminuer les émissions de carbone paraît cohérent, en-est-il de même en faisant de l'accroissement de la proportion d'énergies renouvelables dans consommation finale européenne, un objectif contraignant ?

La directive 2009/28/CE a en effet considérablement accentué la part de ces énergies renouvelables dans le mix énergétique. De technologie moins mature qu'il n'y paraît du fait de leur intermittence, quand elles sont intégrées à grande échelle dans un système de production et de distribution, le recours à ces énergies conduit dans les faits à une remontée des émissions de CO₂.

D'un autre côté, en conduisant à fermer des centrales anciennes et peu efficaces, les efforts de décarbonisation ont produit des effets collatéraux mal anticipés. Ainsi, les entreprises, jusqu'alors consommatrices d'une énergie fortement carbonée, ont, de ce seul fait,

¹⁸¹ Plusieurs « ETS » sont actuellement en fonctionnement dans le monde: Australie, Californie, Kazakhstan, Nouvelle-Zélande, Québec, RGGI (États nord est des États-Unis), Suisse, Tokyo.

¹⁸² Ceux de Pékin, Shanghai doivent en effet rejoindre en novembre 2013 le système d'échange de quotas déjà en vigueur à Shenzhen.

¹⁸³ Cf. *Le Monde*, 20/11/2013 : « 40 milliards de tonnes : les émissions de CO₂ atteignent un niveau record ».

pu, sans agir par elles-mêmes, réduire une partie de leurs émissions et par conséquent, leur besoin de compensation.

Ce changement majeur n'a pas été sans effet sur le marché européen des quotas. : En l'absence de mécanismes de flexibilité permettant d'adapter les quotas mis en circulation aux besoins réels des installations, dans un système où l'offre était déjà surabondante du fait des surplus générés en deuxième période par la baisse de la production et l'apport des crédits Kyoto, cette réduction supplémentaire de la demande a, *de facto*, renforcé l'excédent des quotas (EUA) sur le marché et conduit à l'effondrement du prix du carbone.

Cette action a, de surcroît, été renforcée par la directive 2012/27/UE d'octobre 2012 sur l'efficacité énergétique, dont les effets, cumulés à ceux de la part croissante des énergies renouvelables, devraient se traduire par une nouvelle réduction des besoins de quotas d'ici 2020.

La CDC Climat Recherche a ainsi évalué à 40 % du total de l'effort de réduction l'effet de la montée des énergies renouvelables d'ici à 2020. Quant à la réduction apportée par la directive efficacité énergétique, elle est, estimée à 450 Mt. Ainsi, en prenant en compte les surplus issus de la phase II du SCEQE, et toujours selon la CDC Climat, sur un volume originel projeté d'environ 5GtCO₂, l'effort restant véritablement lié au SCEQE lui-même ne serait plus que de 0,9GtCO₂, (cf. Figure 71)¹⁸⁴.

À ces effets croisés non anticipés des directives 2009/28/CE et 2012/27/UE viennent enfin s'ajouter ceux des différentes normes existantes. Ainsi les normes d'émission des polluants locaux dans le cadre de la directive sur les grandes installations de combustion (directive 2001/80/CE) pourraient entraîner d'ici 2015 la mise hors service de centrales au charbon et au pétrole produisant plus de 30 GW, ce qui amènerait d'importantes réductions d'émission de carbone.

¹⁸⁴ 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 ».

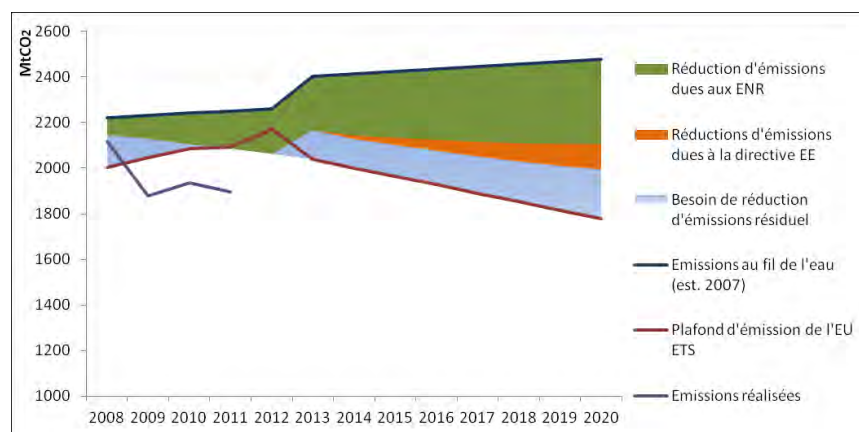


Figure 71. Réduction issue de l'énergie renouvelable et de la directive sur l'efficacité énergétique dans le cadre de l'EU ETS (Source : Point Climat, Février 2013, CDC-Climat)

Par ailleurs, si l'échec actuel des projets de captage/stockage du CO₂, et donc l'absence de mise en œuvre de cette technologie de transition, n'a pas permis de constater d'interférence entre la composante CSC du PEC et le fonctionnement du système d'échange de quotas, il paraît utile de souligner la nécessité d'intégrer cette dimension du PEC dans toute réforme à venir du SCEQE : le développement industriel de cette technologie dite du captage/stockage ne pourrait en effet, en l'état actuel du fonctionnement du marché, que déprimer ce dernier en le réduisant davantage en quotas.

Au total, qualifier d'incohérentes les différentes composantes du PEC serait excessif. Le fonctionnement d'un marché carbone n'est pas, a priori, incompatible avec la mise en place d'une politique visant à augmenter le poids des énergies renouvelables dans la consommation finale. Toutefois, pour pouvoir fonctionner correctement, un tel objectif suppose davantage de flexibilité dans la fixation des plafonds du système dit de *cap and trade*. En l'absence de mécanisme ou d'autorité permettant à ce plafond d'évoluer en fonction de la demande, le système d'échange ne peut que subir les à-coups qui sont déjà provoqués, et continueront à l'être, par les autres politiques de réduction des émissions de GES. Une réforme du SCEQE, en même temps qu'une politique énergie-climat plus intégrée et donc plus comptable des effets indirects des différentes politiques entre elles, est aujourd'hui éminemment souhaitable.

VI - Mieux prendre en compte les externalités négatives du carbone

Comme ont pu le rappeler les premières lignes de la présente évaluation, l'accumulation actuelle dans l'atmosphère d'une quantité toujours plus importante de gaz à effet de serre d'origine anthropique est, aujourd'hui, presque certaine. Cette augmentation, jusqu'ici sans précédent en un temps aussi bref (un peu plus d'un siècle), amplifie le phénomène de réchauffement naturel de la planète, avec pour conséquence une augmentation attendu à long terme des températures mondiales. Des conséquences sont déjà soit identifiées sur le terrain soit pressenties par les simulations : élévation du niveau des mers et des océans, changement de climats régionaux, accroissement erratique des événements extrêmes (tempêtes, cyclones, tornades...), élévation des températures affectant les cultures, les ressources halieutiques et en eau potable. De nombreux acteurs privés issus de la sphère financière, tels les assureurs et les réassureurs ont ainsi, depuis désormais plusieurs années, intégré ce coût du changement climatique : Swiss Re, dans son rapport « *Sigma 2010* » estimait les pertes uniquement provoquées par les événements climatiques extrêmes à 121 Md\$ sur un total de 218 Md\$ de dégâts pour l'année 2010.

Cependant, les externalités négatives des activités génératrices de gaz à effets de serre n'ont que très récemment été prises en compte.

Certes, la limitation de ces gaz peut passer par l'adoption de normes, ou le financement volontariste d'énergies dites renouvelables et moins émissives ; elle peut également se faire via la mise en place de politiques économiques incitatives, avec par exemple, une augmentation du financement de la recherche et du développement (R&D), des aides fiscales ou encore la suppression de subventions aux activités à forte intensité carbone, comme les subventions aux carburants.

Une telle limitation ne pourra en revanche être obtenue sans la mise en place d'un système de taxe « pigouvienne »¹⁸⁵ capable de donner un prix à cette externalité. On ne peut en effet que constater l'inadéquation durable qui existe entre la valorisation marchande et la valorisation sociale de l'externalité environnementale que constitue le risque climatique.

Cette incapacité du marché à valoriser naturellement ce dernier explique la nécessité pour les pouvoirs publics d'intervenir afin de

¹⁸⁵ Du nom d'Arthur Cecil Pigou qui fut le premier à proposer une telle taxe en 1920.

corriger cette inadéquation en incitant les acteurs à adopter un mode de production moins émetteur via un signal prix. Cette taxe pigouvienne doit ainsi permettre de refléter pleinement la valeur actualisée des dommages environnementaux futurs associés à un recours marginal accru aux combustibles fossiles, ceux-ci croissant donc avec les niveaux de concentration de CO₂ dans l'atmosphère ; ce faisant, une telle taxe – qui, du fait même de la nature globale de la menace du changement climatique, a vocation à s'étendre à l'ensemble des pays émetteurs – pourra, en donnant un prix au carbone, contraindre le marché à différencier les biens et services en fonction de leur empreinte carbone.

Comme pouvait l'écrire Dominique Bureau¹⁸⁶ en 2008, « établir, par la fiscalité ou par des marchés de permis, un signal-prix du carbone constitue, du point de vue économique, l'élément clef d'une politique de prévention du risque climatique, parce qu'il convient de modifier l'ensemble des comportements des agents économiques, et parce que l'efficacité réclame un signal prix commun pour répartir au moindre coût global, les efforts d'abattement. » En d'autres termes, conférer un prix au carbone doit à la fois permettre de donner une valeur aux émissions de GES, d'inciter à limiter le recours aux énergies fossiles voire d'en faciliter la sortie, enfin, d'envisager de payer aujourd'hui pour financer une transition énergétique plutôt que de payer demain au prix fort la nécessaire adaptation des économies.

La fixation d'un tel prix était au cœur de la mise en place du SCEQE et, en dépit de son échec, l'idée de valoriser le carbone est aujourd'hui largement reconnue, ne serait-ce que par l'internationalisation de la démarche initiée par l'Europe : la Californie – qui avec 13 % du PIB des États-Unis constitue de ce fait la 8^{ème} puissance économique mondiale – et l'Australie ont également développé leur propre système d'échange d'émissions.

Toutefois, comme ce rapport l'a déjà souligné, le prix européen de la tonne carbone reflète aujourd'hui très insuffisamment la réalité du coût social et environnemental des dommages engendrés par les émissions.

Certes, fixer un prix du carbone est un exercice délicat et les différents travaux de recherche ayant tenté au cours des dernières années de définir ce signal prix n'ont pu permettre de dégager un consensus :

¹⁸⁶ Dominique Bureau, « Prix de référence du CO₂ et calcul économique », *Economie et Prévision*, mai 2008, p. 3 ; M. Dominique Bureau est actuellement le délégué général du Conseil économique pour le développement durable.

- Ainsi les tentatives de définir « le coût social du carbone » (CSC)¹⁸⁷ ont elles abouti à des fourchettes allant de 85 \$/t CO₂¹⁸⁸ à 10 \$/t¹⁸⁹.
- L'importante marge d'incertitude que cette mesure entraine a conduit de nombreuses administrations à lui préférer le « coût marginal de réduction carbone » (CMR).¹⁹⁰ Là encore, cette approche comporte de nombreuses faiblesses : la mesure du coût de réduction potentielle maximale par une technologie donnée ne prend pas en compte les barrières institutionnelles, les difficultés d'application ou encore les coûts de mise en œuvre ; de plus, cette mesure néglige entièrement l'évolution du coût des technologies, le calcul s'effectuant à valeur statique.
- Dans une volonté affichée de simplification, une étude française de 2008⁴¹ a proposé pour la modélisation du prix du carbone de retenir un cadre d'équilibre partiel intégrant fondamentalement deux éléments : les marchés de combustible fossile et les dommages infligés aux économies par le changement climatique. À l'issue de ce modèle, le prix du carbone se situait autour de 55 €/t en 2010, 70 € en 2020 pour évoluer de façon asymptotique entre 80 et 90 € à partir de 2040.
- Les rapports Boiteux (2001), Landau (2007) et le rapport de 2008 du COMOP 13 « Rénovation des bâtiments existants » préconisent un relèvement du niveau des taxes intérieures sur l'énergie fossile permettant d'atteindre à court terme un taux de 27 €/t.
- Le rapport Quinet de 2008 avait de son côté, tenté d'évaluer la valeur « tutélaire » du carbone - soit le cout du carbone que l'État devait intégrer dans ses investissements : celle-ci aurait été de 32 € en 2010 pour progressivement augmenter (56 € en 2020 puis 100 euros en

¹⁸⁷ Le CSC mesure le coût marginal des dommages exhaustifs causés par les émissions carbone. Il entend refléter la valeur nette actuelle de l'impact à long terme des changements climatiques de chaque tonne additionnelle de CO₂ émise aujourd'hui. Il est calculé à l'échelle d'un pays, selon le modèle dit de l'évaluation intégrée, qui mesure la différence entre le PIB actuel et futur en tenant compte des dommages causés par les émissions de GES. Cf. Paul Watkiss : « The Social cost of Carbon », Paul Watkiss Associates, UK, 2006, papier présenté au forum global de l'OCDE sur le développement durable les 6-7 juillet 2006.

¹⁸⁸ Soit 65 € au 18 juillet 2013, cf. Nicholas Stern : *The Stern Review. The Economics of Climate Change*, Cambridge University Press, 2007.

¹⁸⁹ Soit environ 80 € au 18 juillet 2013. Calcul de l'économiste irlandais Richard Tol en 2009.

¹⁹⁰ Le CMR représente le coût de réduction d'une tonne de CO₂ pour atteindre un objectif de réduction d'émissions.

2030 pour atteindre une fourchette comprise entre 150 et 350 € en 2050, soit un cours moyen d'environ 200 €/t).

- Une étude de la Caisse des Dépôts de 2013 a également estimé le prix du carbone nécessaire à l'adoption de technologies propres au regard de la feuille de route envisagée par l'Europe pour 2050 (soit une réduction d'environ 80 % des émissions), démontrant que le prix actuel du quota ne pouvait permettre d'atteindre des objectifs.

Au-delà du chiffrage du prix du carbone, il paraît essentiel d'adopter, à terme, les instruments de politique publique susceptibles de renforcer ce signal prix, dont la faiblesse actuelle ne permet pas de prendre suffisamment en compte la valeur carbone, notamment en vue des investissements nécessaires pour évoluer vers des modes de production et de consommation plus efficaces et donc plus sobres.

Plusieurs pistes peuvent être ici évoquées, au-delà des réformes du système européen d'échange de quotas, déjà mentionnées dans ce rapport :

- La possibilité d'instaurer une taxe carbone, qui n'aurait toutefois de sens qu'au niveau européen, tout alourdissement de la fiscalité au seul niveau national risquant de se traduire par une distorsion de la concurrence ;
- Dans l'attente d'une telle taxe, dont l'introduction paraît souhaitable à terme, mais qui reste difficile à mettre en place rapidement en raison de l'unanimité requise pour l'instaurer, une harmonisation de la fiscalité énergétique européenne pourrait intervenir avec la révision de la directive 2003/96 sur la fiscalité énergétique. Elle permettrait de donner un prix significatif au carbone de nature à favoriser les évolutions attendues ;
- En dépit des échecs rencontrés jusqu'ici, à défaut d'une taxe carbone d'application générale, il paraît également souhaitable de réfléchir à nouveau à la mise en place aux frontières de l'Europe d'un « Mécanisme d'Inclusion Carbone », qui serait limité à des secteurs particuliers fortement carbonés, tels, par exemple, que le ciment. Un tel mécanisme aurait le mérite de « globaliser » la lutte contre le changement climatique, tout en limitant les distorsions de concurrence générées par la différence des législations climatiques et l'encouragement à la délocalisation de l'activité également connue sous le nom de « fuites carbone ».

ANNEXE N° VII

LES DEFIS TECHNOLOGIQUES

I - La question de l'intermittence et du stockage

A - L'intermittence : un problème sous-estimé

1 - 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 imprévisible ; de plus, en Europe, les périodes de production ne correspondent pas forcément aux périodes de consommation. Du fait de l'obligation d'achat prioritaire qui est faite aux énergéticiens, ces productions sont « fatales » en ce sens qu'elles ne peuvent être évitées ou régulées par eux et sont ainsi obligatoirement mises sur le réseau.

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.

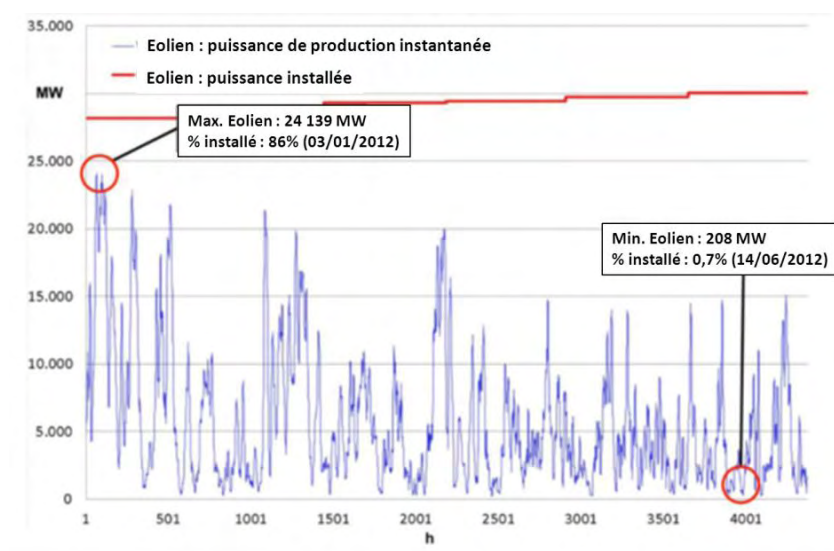


Figure 72. Puissance instantanée heure par heure, pour les six premiers mois de 2012 et capacité totale installée. (Source : Cour des comptes, d'après World Energy Council, Dr Leonhard Birnbaum, Monaco, 7 Novembre 2012)

Dans le cas de l'éolien, les variations peuvent d'ailleurs être très brutales¹⁹¹ et, du fait des concentrations d'éoliennes en parcs, ces variations peuvent endommager le réseau. Au niveau du système électrique dans son ensemble, cette spécificité constitue un défi pour les gestionnaires de réseau de transport et de distribution, qui doivent adapter leurs méthodes de prévision et de gestion des différents moyens de production pour préserver la stabilité du système électrique dans chaque zone interconnectée.

La figure ci-dessus montre que, malgré un effet de sommation sur l'ensemble du territoire, la production totale d'EnR en Allemagne enregistrée sur 6 mois fluctue de manière extrême, avec un maximum à 86 % des capacités, mais aussi de nombreuses absences et un minimum de production à seulement 0,7 %. C'est pourquoi, les capacités brutes de puissance électrique installées en Allemagne en 2012, atteignaient 214,8 GW en 2012, soit 2,7 fois la demande de pointe, qui est de l'ordre de seulement 80GW.

Du fait de sa position centrale, de l'importance de sa production, et de ses interconnexions de réseau¹⁹², les fluctuations de la production électrique en Allemagne ont des répercussions sur les réseaux de ses voisins.

Le caractère intermittent des énergies renouvelables entraîne en effet une très forte variabilité de la production électrique. Cette forme d'énergie n'étant actuellement pas stockée (cf. le chapitre B - ci-dessous), et les systèmes de soutien publics prévoyant une garantie d'achat quelles que soient les conditions d'équilibre de l'offre et de la demande sur le marché, les fortes variations de production des renouvelables se répercutent immédiatement sur les réseaux.

Les voisins de l'Allemagne (notamment les Pays-Bas, la Pologne et la République tchèque) doivent ainsi absorber d'importants surplus de production renouvelable allemande, qui fragilisent leurs réseaux nationaux. Même si c'est à une échelle pour l'instant moindre, la France est également concernée.

Du fait des interconnexions qui facilitent les échanges entre les réseaux, le marché de l'électricité est devenu européen. L'équilibre global du marché électrique est ainsi mieux assuré. Mais la montée en puissance des énergies renouvelables a des effets économiques qui n'avaient pas été véritablement anticipés.

¹⁹¹ En cas de vent trop fort, les systèmes de sécurité stoppent les éoliennes et la production passe brutalement du maximum à zéro.

¹⁹² L'Allemagne a la plus forte capacité d'échange en Europe.

En raison de l'injection obligatoire de l'électricité produite à base de sources renouvelables sur le réseau¹⁹³, des situations de surproduction peuvent apparaître. L'électricité ne pouvant se stocker facilement, les gestionnaires de réseau doivent en permanence ajuster le niveau de production à celui de consommation. Pour cela, 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 ou « *merit order* »), jusqu'à satisfaction de la demande. Ainsi, en cas de pic de consommation, si les moyens en base¹⁹⁴ (principalement les centrales nucléaires en France) ne suffisent pas, RTE fait appel, dans l'ordre, à la production hydraulique des lacs de barrage, puis aux centrales de cogénération, puis aux centrales à charbon, les moyens les plus chers étant les groupes au fuel et au gaz.

En effet, bénéficiant d'une garantie d'achat et de raccordement au réseau, les EnR écoulent leur production quel que soit l'état de la demande et donc indépendamment d'elle. En situation de surproduction, les centrales thermiques doivent ainsi s'arrêter. Mais il peut être avantageux pour un producteur thermique de proposer ses productions horaires à des prix négatifs, plutôt que de supporter les coûts d'arrêt/redémarrage de sa centrale pendant quelques heures, notamment pour les centrales au fuel ou au gaz. Ainsi, les prix de l'électricité sur le marché spot ont atteint à plusieurs reprises des valeurs négatives au cours du mois de décembre 2012. À l'inverse, des prix extrêmement élevés peuvent apparaître pendant les pointes de consommation, en l'absence de productions éoliennes ou photovoltaïques par manque de vent ou de soleil, en raison d'insuffisance de capacités thermiques classiques d'appoint.

Cette hausse ponctuelle du prix sur un nombre restreint d'heures, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement, ne compense pas l'effet précédent de baisse de prix annuels. Les centrales de gestion de pointe sont moins rentables, ce qui entraîne actuellement la fermeture de nombre d'entre elles. Ainsi, l'accès prioritaire des énergies renouvelables perturbe

¹⁹³ En Allemagne, comme en France, les gestionnaires de réseaux ont l'obligation d'accepter la production d'électricité de source renouvelable.

¹⁹⁴ La demande régulière et constante d'électricité correspond à la demande de base. Les consommations au-delà de la cette demande de base constitue la demande de pointe. Les moyens de production en base sont ceux qui répondent à cette demande de base. Dans un parc de production optimal, les moyens à forts coûts fixes et faibles coûts variables (nucléaire, hydraulique « au cours de l'eau ») couvrent la base. Les moyens de production à faibles coûts fixes mais à fort coût variable (turbines à combustion) interviennent quelques centaines d'heures par an lors des pics de demande. Entre les deux, des moyens en « semi-base » (gaz, charbon, nucléaire) couvrent les besoins de quelques milliers d'heures par an.

fortement la rentabilité des centrales thermiques, notamment au gaz, qui ne sont plus assez appelées. Cette disparition de la rente de rareté en extrême pointe ne permet pas d'attirer les candidats à l'investissement dans ces unités de pointe, ce qui devrait se traduire in fine par une dégradation de la sécurité de fourniture de long terme. Or, la montée en puissance des énergies renouvelables rendra de plus en plus nécessaires ces unités pour assurer la gestion de l'intermittence. À défaut, il faudrait accepter une dégradation de la sécurité de fourniture.

Afin d'éviter les pénuries de production qui sont aujourd'hui prévisibles, la création d'un « marché de capacités » est défendue¹⁹⁵, de façon à encourager les investissements de pointe, voire de semi-base. Ceci risque de poser d'autres problèmes en termes de distorsions du marché de l'énergie, de l'arbitraire du choix du niveau capacitaire requis et de la complexité de la mise en œuvre¹⁹⁶. Une solution alternative plus souple pourrait consister en un prix élevé garanti pour cette production spécifique.

2 - Des unités de soutien (ou back-up) émettrices de CO₂ pour pallier l'intermittence

Si les moyens de production intermittents ne permettent pas d'assurer la sécurité d'approvisionnement, leur production peut toutefois être instantanément significative.

Ainsi, d'après RTE, en 2012, le pic de production éolienne a été atteint le 27 décembre 2012 à 15h30 pour une puissance de 6 176 MW, soit 80,2 % du maximum atteignable. Une valeur de production n'avait jusqu'ici jamais été atteinte.

Ces données montrent la très grande variabilité de la production des énergies intermittentes et la différence fondamentale qui doit être faite pour elles entre capacité installée (la puissance « crête » exprimée en GW) et production électrique effective (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 part devient significative.

En ce qui concerne la France, le Grenelle de l'Environnement a fixé un objectif de 25 GW de puissance éolienne (dont 19 GW d'éolien

¹⁹⁵ Cf. « La Revue de l'Énergie » n° 605, pp.37-54, janvier-février 2012 et ses références.

¹⁹⁶ « RES Integration and Market Design : are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy? », Eurelectric, TF Market Design for RES Integration – May 2011.

terrestre) et 5,4 GW de photovoltaïque à l'horizon 2020. RTE prévoit, respectivement, 32 et 18 GW en 2030. Ce développement important ne sera donc pas sans conséquence sur le reste du système électrique, ni techniquement, ni économiquement.

L'intermittence de ces moyens de production nécessite pour l'équilibre du système électrique le développement de capacités de soutien (plus communément dénommé : back up), pouvant démarrer quasi-instantanément, ou avec un court préavis, pour pallier l'absence d'une production aléatoire et peu prévisible à plus d'un jour. Hors l'hydraulique, ces moyens font appel, pour la plupart, à des énergies fossiles, 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 »).

Tableau n° 41 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 ¹⁹⁷)	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.

3 - La puissance manquante, d'après RTE

Pour ce qui est de 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

¹⁹⁷ Combined Cycle Gas Turbine.

dix¹⁹⁸ peut devenir plus difficile, car il devra se réaliser obligatoirement avec une partie d'énergies fatales. Or c'est avant tout le manque de flexibilité à la baisse et à la hausse (du côté de la consommation comme de la production commandable) qui rend l'ajustement plus difficile. Afin d'évaluer la puissance manquante en France, RTE a simulé¹⁹⁹ des situations de pointe de consommation avec et sans importations, en comptant les gains de puissance générés par les mesures d'effacement. La puissance manquante est celle qui permettrait d'ajuster l'offre de manière à respecter le critère réglementaire d'adéquation²⁰⁰. La marge est dans cette démarche probabiliste la puissance théorique disponible au-delà du strict respect de ce critère d'adéquation.

Sans compter sur les importations, la puissance manquante s'élèverait à 6,5 GW en 2016 et 7,2 GW en 2017. Dans son bilan prévisionnel 2011, RTE s'inquiétait sur la capacité d'importation du réseau : *« 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 fatale ne pose pas actuellement de difficulté majeure de gestion de son intermittence pour l'intégration dans le réseau, pour 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.

4 - Le foisonnement à l'échelle nationale ou européenne ne compense que modérément l'intermittence

L'exemple allemand (voir la Figure 72) tend à montrer une absence de véritable lissage. Il est souvent affirmé que la diversité du régime des vents et d'ensoleillement en France (le foisonnement) atténuerait considérablement le caractère intermittent des EnR, 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.

¹⁹⁸ 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.

¹⁹⁹ dans l'actualisation 2013 de son bilan prévisionnel.

²⁰⁰ 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.

La figure suivante reporte la variation mesurée par quart d'heure sur une période de quatre semaines des puissances comparées réelles fournies par trois moyens de production différents (nucléaire, éolien et solaire), normés à 1 GW : le nucléaire et l'éolien en France, le solaire PV en Allemagne (par manque de données en France).

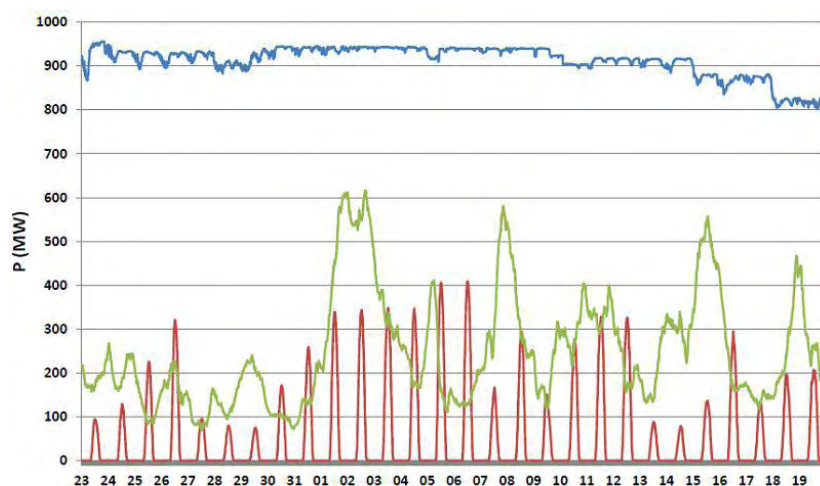


Figure 73. Période du 23/01 au 19/02 2012. Les courbes indiquent la puissance livrée au réseau (en MW) par GW de puissance installée en France ou en Allemagne. La courbe bleue correspond au Nucléaire France, la courbe verte à l'éolien France et la courbe rouge au solaire PV Allemagne. (Source : étude de Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès²⁰¹.)

La réalité des observations sur de longues périodes, montre²⁰¹ que le foisonnement, tant au niveau français (en dépit de ses trois régimes de vents) qu'européen, reste très limité. Les puissances minimales et maximales correspondent respectivement à 4 % et 60 % de la puissance totale installée, avec de fortes pénuries lors d'épisodes de grands froids ou de canicules, alors 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.

La variabilité de la production des éoliennes est un phénomène connu et mesuré, qui repose sur une science bien maîtrisée, la prise en

²⁰¹ « Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest » par Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès, 30 mars 2012.

compte du rendement de l'éolienne elle-même l'est moins : elle fonctionne au cube de la vitesse des vents²⁰².

Pendant l'hiver 2010/2011, soit 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 puissance installée moyenne de 5650 MW (environ 3500 éoliennes), soit un facteur de charge moyen de 22,8 % sur 7 mois.

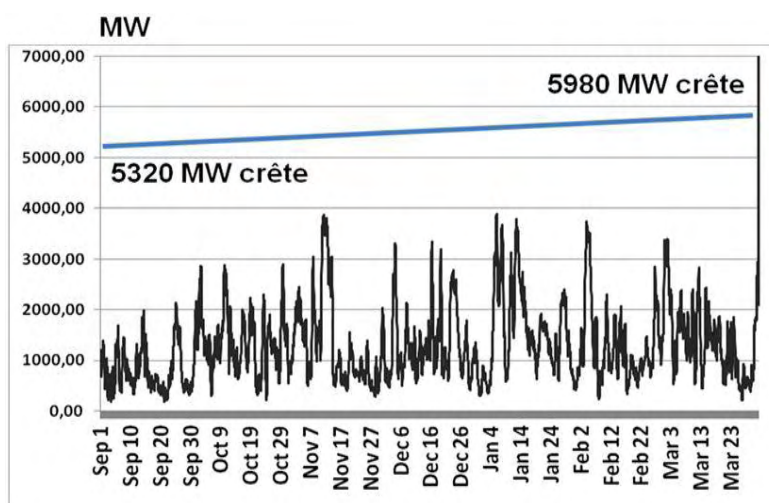


Figure 74. Production éolienne en France de septembre 2010 à mars 2011 (la courbe donne l'évolution heure par heure, ces valeurs étant extraites du site Eco2mix de RTE qui fournit ces données par ¼ heure) (Source : Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès²⁰¹)

La production totale d'électricité du pays ayant été de 320 TWh sur cette période, la contribution de l'éolien a donc été de 2 %.

RTE anticipe sa capacité à répondre à la demande en cas de baisse de régime des énergies intermittentes en supposant une compensation par des importations. C'est en effet un des arguments qui plaide en faveur des investissements à réaliser 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 cela,

²⁰² Les vitesses du vent (amont et aval) sont prépondérantes dans la puissance produite car elles interviennent à la puissance 3. Le rendement théorique maximal d'une éolienne (loi de Betz) est de 59 % (atteint quand la vitesse du vent à l'aval est égale au tiers de la vitesse en amont) et le domaine de fonctionnement en fonction de la vitesse du vent est limité à 90 km/h.

les productions éoliennes horaires de l'hiver 2010/2011 de 7 pays²⁰³, qui représentent un bon échantillonnage de l'Europe de l'Ouest, ont été enregistrées heure par heure. La contribution éolienne 2030 de chaque pays a été établie en affectant à la production réelle 2010/2011, à climat équivalent, un coefficient multiplicateur : il correspond au ratio des puissances prévues en 2030, à celles opérationnelles fin 2010.

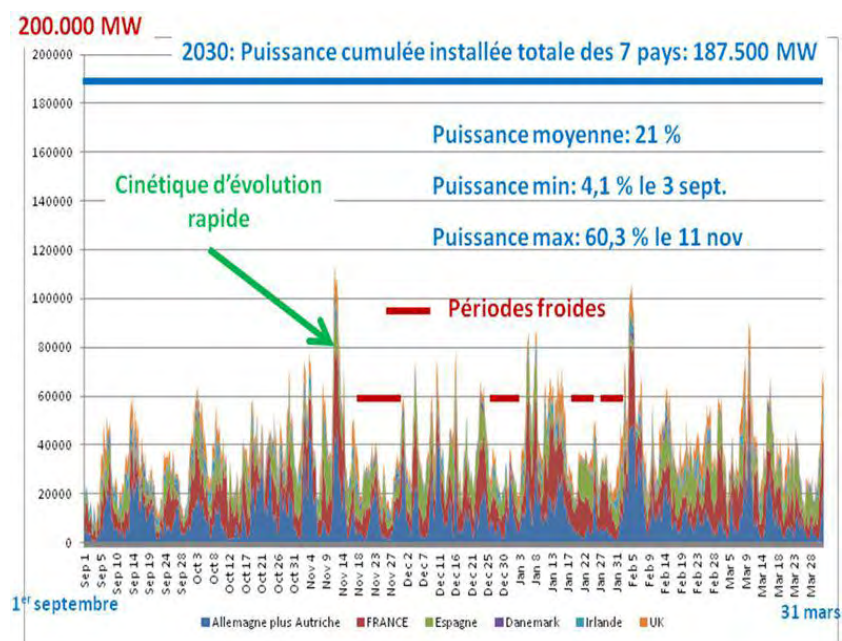


Figure 75. Empilement des productions éoliennes en MW, sur 7 mois d'hiver, qu'auraient les 7 pays pour une puissance éolienne totale de 187500 MW. La contribution de chaque pays est représentée par une couleur différente. L'enveloppe des courbes correspond à la production totale.

Le foisonnement obtenu (Figure 75) est ainsi optimisé et fonction du poids respectif de chaque zone climatique en 2030.

Cette simulation faite donc sur un large ensemble de l'Europe, montre certes un certain degré de lissage des productions, résultant d'une meilleure répartition des puissances éoliennes dans ces pays. Cependant il demeure très limité, la fluctuation de la puissance et son imprévisibilité à moyen et long terme restant fortement marquées. , Les puissances

²⁰³ Allemagne, Autriche, Espagne, France, Danemark, Irlande et Grande-Bretagne.

minimales et maximales correspondent respectivement à 4 % et 60 % de la puissance totale installée, le facteur de charge moyen à 21 %.

Cette étude n'épuise pas le problème mais met bien en évidence que le foisonnement ne peut contribuer que marginalement à l'intermittence en cas de forte pénétration des EnR dans le mix énergétique. Ce problème va exiger d'autres méthodes, soit un changement de paradigme avec une demande s'adaptant à la production, méthode dont le coût pour la société n'est pas encore déterminé, soit des innovations sur l'ensemble du système, soit les deux approches. Parmi ces méthodes à développer, le stockage de l'électricité est probablement celle qui, si elle débouchait, pourrait changer le plus la donne.

B - Le stockage de l'électricité, enjeu majeur

La décarbonisation qu'impliquent pour 2020 le PEC et pour 2050 le facteur 4, repose sur une meilleure efficacité et sur le développement des énergies renouvelables. Or, la réduction à terme d'un facteur 4 des émissions implique aussi qu'il ne soit, de surcroît, plus fait appel aux productions de back-up carbonées, aujourd'hui nécessaires du fait de l'intermittence analysée précédemment. Cela suppose ainsi 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 reprise, complétée par celle récente de l'Ademe.

1 - Les hypothèses de l'Ademe : peu réalistes pour 2030, absentes pour 2050

Les capacités en puissance et en énergie des différentes méthodes sont extrêmement diverses, le STEP (Station de Transfert d'Energie 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 dédiée au stockage de masse de l'énergie électrique. Les seuls outils de démonstration sont en Allemagne et aux États-Unis.

Les usages des moyens de stockage d'énergie peuvent être résumés par le graphique de la Figure 76, qui montre les divers systèmes de stockage d'électricité ainsi que leur degré de maturité technique.

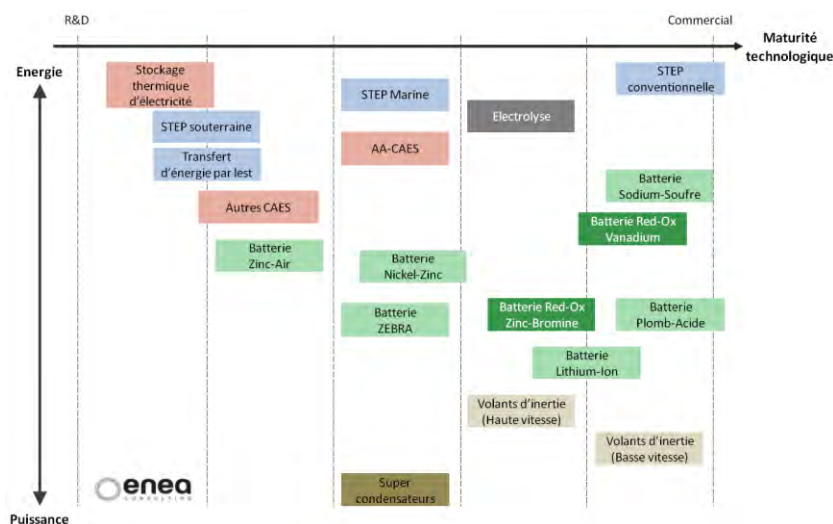


Figure 76. Niveau de maturité technologique des différentes méthodes de stockage électrique (Source : Ademe²⁰⁴)

Un rapport sur le potentiel du stockage d'énergie a été très récemment publié par l'Ademe²⁰⁴. Il examine les besoins de stockage associés à trois scénarios pour 2030. Partant de la double constatation selon laquelle, 1) la part de stockage électrique installée est déjà significative (4,3 GW de 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. De ce fait, le rapport recommande pour le court terme, non de mettre en place un stockage électrique massif, mais de favoriser la R&D et les démonstrations de solutions pour le plus long terme. 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.

²⁰⁴ « Etude 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 ».

La déstabilisation du réseau européen : un risque déjà avéré.

Afin de desservir l'Allemagne du sud, faute d'un réseau de THT suffisant, 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 en charge 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 ces 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 nécessaire²⁰⁵.

Les exemples polonais et tchèque (cf. l'encart ci-dessus) montrent à l'envi les difficultés auxquelles, 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 PV en Europe, sans déploiement de stockage associé»*²⁰⁶.

²⁰⁵ Auquel cas, 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.

²⁰⁶ Ademe, op. cit [204], p. 14.

2 - Les STEP : seuls moyens de stockage à grande échelle, leur développement est limité

L'un des seuls moyens de stockage déployés sur le territoire français aujourd'hui sont les Stations de Transfert d'Energie par Pompage hydraulique (STEP). Cette situation, générale dans le monde, traduit bien l'état actuel de maturité de ces technologies.

Tableau n° 42 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'Ademe²⁵³

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 électrique²⁰⁷.

Le gain potentiel en puissance de ces rénovations est estimé à 600 MW, soit une puissance totale de 6 GW à l'horizon 2030. Par ailleurs, un rapport²⁰⁸ 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 d'ouvrage de pointe sous forme de STEP de 2000 MW. Selon ces différentes estimations, il apparaît raisonnable de retenir pour l'horizon 2030 un gisement de nouvelles STEP de 1 GW.

Ainsi, d'après l'Ademe, c'est donc, au total, un potentiel de 7 GW de capacité de STEP peut ainsi être retenu pour l'horizon 2030.

Utilisant l'ensemble du mix de solutions utilisables, la simulation de l'Ademe aboutit à la conclusion que subsistent cependant à cet horizon des heures de l'année durant lesquelles aucun moyen de production ou de

²⁰⁷ 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).

²⁰⁸ « Rapports sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France », Mars 2006.

flexibilité ne serait à terme rentable pour répondre à la consommation aux heures de très forte pointe.

Il apparaît ainsi clairement 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 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 petits 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 nucléaire étaient remplacés par 100 GW de renouvelables.

3 - Passer à des réseaux intelligents pour adapter la demande

La gestion des tensions entre offre et demande peut également passer par une modulation de la consommation, qui peut aller de sa programmation à des moments favorables, jusqu'à son effacement avec ou sans substitution par d'autres énergies (ex. chauffage bois, etc.). Plusieurs mécanismes incitatifs ont été depuis longtemps mis en place (options tarifaires heures creuses/heures pleines²⁰⁹, 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 « *smart-grids* » ou réseaux électriques intelligents. 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

²⁰⁹ 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.

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 des consommateurs, mais aussi une intrusion de ces technologies dans leur vie²¹⁰. Ces projets en sont toutefois encore au stade de l'« aventure technologique »²¹⁰.

C - Aller vers un coût complet

1 - Intermittence, puissance installée et stockage : aller vers un coût complet de production

Fournir de l'électricité consiste à mettre à la disposition des usagers une puissance électrique mesurée en kW dont la distribution est garantie. Sa valeur d'usage varie d'une seconde à l'autre en fonction d'un prix de l'électricité qui, tel qu'on le connaît aujourd'hui, concerne exclusivement le marché de gros. Or, les sources intermittentes d'électricité sont de leur côté, aujourd'hui rémunérées par le rachat à un prix garanti des kWh qu'elles produisent. Ce faisant, on ne tient compte ni de leur irrégularité, ni de leur imprévisibilité relative et encore moins de leurs conséquences. Ainsi, aucun lien n'est fait entre leur valeur d'usage, et leur coût de revient, ou, a fortiori, le prix garanti qui en est donné au producteur. Jusqu'à présent une telle question ne se posait guère, l'essentiel de l'électricité étant, en effet, produit à partir de sources stockables, ne pas tenir compte de la différence entre quantité d'énergie produite et puissance installée restait sans véritable conséquence dès lors que les EnR restaient une source marginale.

Ainsi, la « valeur » de l'électricité intermittente reste aujourd'hui encore, le plus souvent appréciée par référence à la « parité réseau », i.e. le coût de production et de transport de l'électricité « classique », au point où est produite l'électricité intermittente. Or ce coût ne traduit pas correctement la valeur d'usage de celle-ci, dès lors que l'on se situe du côté de la demande et que l'on désire une fourniture en termes de puissance garantie.

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

²¹⁰ Cf. les articles sur le sujet dans « L'énergie à découvert », CNRS Editions, Paris, 2013.

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 qui sont 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, quant à lui, 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 », un flux, qu'il faut, comme avec les EnR, absorber.

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}, comme dans l'éolien terrestre, voire en-dessous du 1/8^{ème}, comme 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, ainsi 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.

Tableau n° 43 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 : 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.

Dès lors que les EnR intermittentes fournissent –ou sont supposées être amenées à fournir– 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, fonctionner 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 nucléaire²¹¹ 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'intermittence²¹² 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'électricité²¹³ 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 déficit extérieur qu'il faut impérativement prendre en compte dès lors que ces sources d'énergie prennent une place de plus en plus significative.

²¹¹ 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 qui est nécessaire pour la produire.

²¹² 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.

²¹³ 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.

La question n'est d'ailleurs pas qu'économique

Un exemple simple, qui n'a pas la prétention de représenter la réalité, en fournit l'illustration :

- *Supposons que l'on veuille disposer de 8760 MWh, soit 1 MW en permanence chaque heure tout au long de l'année*

- *Compte tenu des données constatées, il faudrait donc pour cela installer, 1,25 MW de centrale nucléaire, ou 4 MW d'hydroélectrique*

- *Si l'on prend l'éolien terrestre et que l'on veuille stocker sa production dans des STEP –seule technologie de masse aujourd'hui mature-, le calcul de la puissance requise sera rendu compliqué par le fait que le stockage a lui-même un rendement limité, en l'occurrence selon les données disponibles, de l'ordre de 60 %. Ceci conduira à encore renforcer la puissance nécessaire pour offrir continuellement à la demande finale 1 MW chaque heure pendant une année.*

- *Admettons que l'énergie produite par les éoliennes soit, pour une part, directement absorbée par le réseau et, pour une autre part, stockée dans des STEP avant d'être restituée à la demande. Pour un facteur de charge de 1/5 (soit 20 %), proche des réalités françaises, un calcul simple donne dans ce cas de figure un rapport de 1,47 entre l'énergie produite, lié à un rendement du stockage qui est nécessairement inférieur à un, et celle finalement délivrée au réseau. Or, ce facteur se combine et se rajoute au facteur de charge pré évoqué, qui est celui de la seule production des éoliennes. Appliqué au photovoltaïque solaire, un calcul similaire donne, avec un facteur de charge de 1/8^{ème}, un rapport de 1,54.*

Ainsi dès lors que, parce que la finalité est bien la délivrance d'une quantité donnée, permanente et stable d'électricité, la production des EnR intermittentes doit être comprise comme un système complet de production/stockage/réseau. Les données – tant physiques qu'économiques - en sont alors très profondément transformées.

Pour poursuivre l'exemple déjà utilisé, - qui n'a d'autre visée qu'illustrative -, pour obtenir 1 MW en continu et en permanence toute l'année, il faut installer :

- *1,25 MW dans le nucléaire*
- *4 MW dans l'hydroélectrique*
- *Mais $5 \times 1,47 = 7,35$ MW dans l'éolien terrestre, auxquels doivent être de surcroît ajoutés les installations de stockage correspondantes et le réseau adapté.*

- *Et $8 \times 1,54 = 12,32$ MW pour le photovoltaïque, auxquels il faut là aussi rajouter le stockage et le réseau adapté.*

Du fait des conséquences multiples et importantes qu'entraîne leur intermittence, le calcul économique doit cesser de ne considérer que le seul coût de production des EnR. Il doit prendre en compte un ensemble qui inclut l'opération de stockage, qui, elle-même, du fait de son rendement, 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 érigée en obligation d'achat. C'est pourquoi, « *la place de marché de l'électricité que constituent les réseaux doit se réorganiser en conséquence* »²¹⁴. Le raccordement à grande échelle de sources beaucoup plus dispersées (éolienne et solaire, notamment) va poser de ce fait des problèmes inédits. Les EnR sont en effet des énergies qui nécessitent de savoir bien les stocker et les distribuer, ce qui n'est pas le cas actuellement. Aujourd'hui, la production intermittente injecte dans les réseaux une électricité aux caractéristiques fluctuantes dont personne ne connaît la valeur. De ce fait, la rentabilité des solutions de back-up et de stockage est difficile à évaluer et leur modèle économique aujourd'hui très profondément déstabilisé, alors même qu'elles ont un caractère indispensable.

Une étude de l'OCDE - AEN²¹⁵ a estimé les coûts « systémiques » des systèmes électriques de quelques pays de l'OCDE. Ces coûts 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 donnés. Les coûts environnementaux et les impacts sur la sécurité d'approvisionnement, qui sont également des coûts systémiques, ne sont pas pris en compte dans l'étude, ni même le stockage durable. Seuls donc les coûts relatifs à un stockage limité de rééquilibrage et de compensation (par des condensateurs) ainsi qu'à la connexion au réseau et à sa réorganisation y sont pris en compte.

²¹⁴ G. Bellec, « Avant-propos », « Responsabilité et environnement », Annales des Mines, n° 69, janvier 2013.

²¹⁵ « Énergies nucléaire et renouvelables : effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone » (2012), OCDE / AEN (Agence pour l'énergie nucléaire).

Ces « coûts systémiques au niveau du réseau », qui représentent les coûts actuels ou à venir pour les producteurs, les consommateurs, les contribuables ou les exploitants de réseau, peuvent être globalement divisés en deux catégories. 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 45Md€ à l'horizon 2020, soit un investissement de l'ordre de 900 €/kW de photovoltaïque et d'éolien terrestre ou offshore installé²¹⁶.

Les seconds correspondent aux coûts supplémentaires pour l'équilibrage à court terme de la production et de la demande.

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 photovoltaïque²¹⁷.

Ces coûts systémiques sont, de surcroît, fonction croissante du taux de pénétration de celles-ci dans le mix électrique. Une actualisation récente²¹⁸ 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* ».

²¹⁶ 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.

²¹⁷ Sur ce sujet, cf. aussi, F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, O. Edenhofer, « System LCOE : what are the costs of variable renewables? », Potsdam Institute for climate impact research, 32th international energy workshop, Paris, juin 2013.

²¹⁸ 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.

Tableau n° 44 Estimation des coûts systémiques au niveau du réseau en France (en USD / MWh)

Technologie	Nucléaire		Charbon		Gaz		Eolien terrestre		Eolien offshore		Solaire	
Niveau de pénétration	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
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 – AEN (*Effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone, 2012*)

Tous les éléments à disposition concourent donc à démontrer que, au-delà du coût direct de production, qui est aujourd'hui seul pris en compte, l'intermittence a un coût spécifique très significatif et qu'il est croissant en fonction de la part prise par les EnR dans le mix électrique.

Force est donc de constater que la prise en compte de ses différents éléments : stockage durable et surcroît de puissance installée qui est ainsi nécessaire, connexion au réseau et compensation, n'est pas actuellement réalisée ni, a fortiori, prise en compte dans les choix²¹⁹. 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.

Peu dommageable quand les EnR 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, d'abord, à mieux évaluer d'une part, l'ampleur des investissements nécessaires, et qui ne consistent pas seulement, loin de là, en les seules installations de production, et, d'autre part, des surcoûts de l'énergie que cela entraîne 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 pourra être fait en fonction de leur coût effectif, c'est-à-dire systémique. Choix plus rationnel, enfin, 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.

II - Défis technologiques et physiques

A - De nombreux paris technologiques à assumer

Tous les scénarios qui visent à atteindre le facteur 4 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 pour notre civilisation ; 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

²¹⁹ L'ADEME a indiqué avoir lancé l'étude d'un scénario d'approvisionnement 80-100% EnR électrique en France pour déterminer les réponses à l'ensemble des questions soulevées (variabilité, disponibilité en puissance, « back-up », stockage, interconnexion, effacement, baisse des consommations, adaptation des consommations à la production, etc.) par la gestion de l'intermittence.

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.

1 - L'hydrogène : une solution séduisante mais non encore démontrée pour le stockage de masse

Ainsi que l'Académie des sciences le décrit dans son rapport²²⁰ de 2012, l'une des possibilités les plus séduisantes de stockage est la transformation de l'énergie solaire en hydrogène, H₂, un combustible avec une forte densité énergétique massique (34 kWh/kg ou 130 MJ/kg, soit 2,7 fois plus que le pétrole) et propre (son oxydation qui restitue l'énergie stockée ne produit que de l'eau), même si son état gazeux, à température et pression ambiantes, rend son stockage et son transport difficiles.

Si la molécule d'hydrogène H₂ existe à la surface de la Terre, elle est distribuée de façon diffuse dans les roches, où elle a été créée par des processus de réduction de l'eau par le fer qui y est présent. Mais, de façon générale, les atomes d'hydrogène H sont sur Terre associés à d'autres atomes (oxygène dans l'eau ; carbone dans le méthane ; etc.). Les molécules de la biomasse sont aussi riches en atomes d'hydrogène. H₂ doit être produit à partir des molécules hydrogénées disponibles, la plus intéressante étant l'eau, abondante et bon marché, même si aujourd'hui c'est par transformation du méthane et des hydrocarbures que l'hydrogène est produit à l'échelle industrielle. Comme l'eau est une molécule très stable, il faut apporter de l'énergie pour la « casser » en molécules d'hydrogène H₂ et d'oxygène O₂. La technologie la plus adaptée pour réaliser cette réaction est l'électrolyse de l'eau, qui utilise de l'énergie électrique comme source d'énergie dans des électrolyseurs qui sont des dispositifs (électrolyse alcaline, électrolyse à haute température ou électrolyse à membranes polymères échangeuses d'ions-PEM).

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 CEA ou L'Air Liquide et dans les pays voisins, chez E.ON, DONG Energy, ou Siemens.

²²⁰ « 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.

Il s'agirait 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 »²²¹ a en 2012 fait une analyse succincte des possibilités de cette technologie, comme d'ailleurs l'Académie des sciences²²⁰.

La transformation des kWh (électriques) en hydrogène par électrolyse alcaline a un rendement aujourd'hui de 60 % environ, peut-être 70 % en 2020. En admettant que l'injection directe de l'hydrogène dans l'infrastructure gazière soit possible²²², la reconversion de cet hydrogène en kWh implique également des pertes de 50 % environ. En effet, les meilleurs CCGT ont actuellement un rendement de 60 %, mais qui risque d'être dégradé en présence d'hydrogène²²³. Il convient également de comptabiliser les pertes dues à l'exploitation (compresseurs et pompes divers) et sur les réseaux électriques. Le rendement global pourrait ainsi être proche de 30 %.

En l'état actuel des techniques, les électrolyseurs doivent fonctionner en continu, afin d'assurer la pureté des gaz récupérés, ce qui exclut a priori leur utilisation pour absorber les excédents de production éolienne et solaire. Si toutefois, cela devenait techniquement possible, ces matériels sont d'un coût très important, ce qui les rend inadaptés économiquement. En effet, si le but est le stockage de l'énergie intermittente non consommée, les éoliennes ayant une production annuelle de 2100 heures et le solaire PV de 800 à 1200 heures suivant les régions, ces électrolyseurs ne fonctionneront que quelques centaines d'heures par an, ce qui les rentabilise très mal. 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, cela même si les coûts baissaient dans l'avenir, certains industriels évoquant à cet égard la possibilité des montants inférieurs à 660 €/kW pour des électrolyseurs de grande taille (supérieure à 100 MW).

Le travail déjà mentionné de MM. Flocard et Perves²⁰¹ réalisé spécifiquement pour l'énergie éolienne met ainsi en avant que les pointes d'émission des EnR sont trop peu fréquentes pour qu'il soit rentable de les stocker, ce qui pour eux doit conduire à négliger la production au-dessus des 2/3 de la capacité. Ils concluent que seulement 4% de la

²²¹ Energie 2050, Rapport du groupe de travail présidé par Jacques Percebois, Centre d'analyse stratégique, 2012, p.139.

²²² Des recherches ont démontré la capacité des ouvrages existants à accepter un taux d'hydrogène jusqu'à 10 voire 20 %. Cependant, cela nécessite une maîtrise de la dilution et peut poser des difficultés de maintien de la qualité du gaz.

²²³ Le PCI de l'hydrogène est inférieur à celui du méthane.

production pourrait être récupérée après stockage et que la voie hydrogène aurait un meilleur rendement si ce combustible rejoignait une filière chaleur, par exemple par injection de l'hydrogène dans un réseau de gaz.

Le rapport de l'Académie des sciences²²⁰ met quant à lui en avant un autre verrou, majeur mais : « *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.

2 - La méthanation pour le stockage et la fabrication de carburants synthétiques : une piste qui reste à démontrer

Pour s'affranchir des contraintes précédentes, la méthanation²²⁴, 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.

Ce scénario qui présente de nombreux avantages n'a pas été pris en compte par l'Ademe dans sa prospective 2030-2050. Il l'est par contre dans le scénario Negawatt.

Dans son analyse de la stratégie allemande de l'*Energiewende* et de la première mise en œuvre d'un pilote de méthanation à Stuttgart²²⁵, la revue Nature²²⁶ reconnaît qu'il s'agit d'une technologie encore immature, coûteuse et limitée à 50 % de rendement énergétique. En dépit de ces difficultés, certains envisagent en Allemagne que cette technologie puisse dans le futur permettre de stocker 500 TWh, soit plus de 6 mois de

²²⁴ Dénommé en anglais P2G pour power-to-gas, A ne pas confondre avec la méthanisation, qui consiste à récupérer le méthane émis lors de la fermentation de la biomasse ou des déchets.

²²⁵ d'une capacité de 250 kW d'électrolyse et d'un coût de 3,5 M€.

²²⁶ « Germany's Energy Gamble », Nature, vol. 496, pp.156-158, 11 Avril 2013.

production électrique. Un autre avantage de la méthode est que le méthane peut aussi être utilisé pour le chauffage ou le transport. Le constructeur Audi construit actuellement le premier pilote commercial à Werlte, en Allemagne du Nord. D'une capacité de 6MW, cette usine devrait produire journalièrement 4 000 m³ de méthane synthétique. Cette approche permettrait d'améliorer une décroissance des émissions des transports, domaine où l'Allemagne est en retard.

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 %. La figure²²⁷ ci-dessous illustre, de manière approchée, le faible rendement de différentes filières énergétiques renouvelables, la biomasse (bois, biogaz, biocarburants, etc...) ayant dans les rendements les plus faibles.

²²⁷ Reproduit de "AGROCARBURANTS ET ENVIRONNEMENT", Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire (10 décembre 2008).

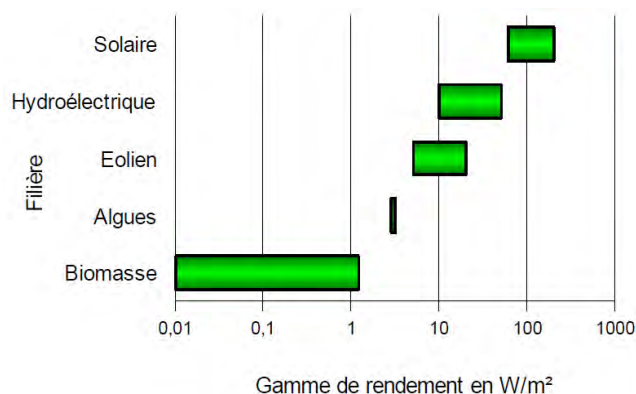


Figure 77. Ordre de grandeur des rendements surfaciques de différentes filières énergétiques renouvelables (Source : MEDDE²²⁷)

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 potentialités considérables de terres et de forêts par rapport à ses voisins européens.

2 - Le bois pour la chaleur

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.

Historiquement le bois a été le premier combustible de l'humanité. 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.

La Cour a été saisie par l'Assemblée nationale d'une demande d'évaluation des soutiens à la filière française du bois, ce qui pourrait donner lieu à une publication dans le courant de l'année 2014.

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 rapport très complet sur ce sujet en 2012²²⁸. 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.

Le problème majeur qui n'avait pas été pris en compte est celui du changement indirect d'affectation des sols : toute surface utilisée pour produire des biocarburants expulse sur de nouvelles terres, en particulier des forêts, la culture alimentaire qui s'y trouvait précédemment. Le bilan carbone d'ensemble peut ainsi s'avérer déficitaire. L'Union Européenne est ainsi actuellement en débat pour reconsidérer les objectifs d'incorporation de biocarburants et les avantages fiscaux ou de subventions accordés.

C'est pourquoi, les développements actuels portent sur les biocarburants dits de deuxième génération, produits à partir de végétaux non cultivés, de plantes poussant sur des zones arides ou surtout de bois. Les biocarburants de troisième génération quant à eux sont fabriqués à partir d'algues marines. Les espoirs sont grands et les recherches significatives au plan mondial. En France elles sont financées à partir des investissements d'avenir.

²²⁸ Cour des comptes, *Rapport public thématique : La politique d'aides aux biocarburants*. La Documentation française, janvier 2012, janvier 2012, 267 p., disponible sur www.ccomptes.fr

Toutefois, la commercialisation de ces produits à grande échelle est encore très aléatoire. Leur caractère réellement positif pour l'environnement reste à démontrer, une fois les problèmes de collecte résolus, et leur rentabilité économique à prouver. Enfin, comme le montre la Figure 77, il s'agira toujours d'une méthode qui restera très inefficace en termes d'utilisation des sols et des surfaces en général. Comme le soutient le prix Nobel de chimie Harmut Michel²²⁹, il est plus efficace d'utiliser la biomasse pour le chauffage et la production d'électricité que de l'utiliser pour les transports. Il serait encore plus efficace d'augmenter la surface des forêts pour piéger le carbone. Les effets d'une collecte intensive, qui prélèverait l'ensemble des résidus organiques restant habituellement sur les sols et ainsi les appauvrirait, restent en effet encore à déterminer.

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 biogaz²³⁰.

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, revenant au problème des biocarburants mentionnés ci-dessus, risque de donner un bilan environnemental au mieux nul. En dehors des questions

²²⁹ « The Nonsense of Biofuels », *Angew. Chem. Int. Ed.* 2012, 51, 2516 – 2518.

²³⁰ 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 GNL était entre les deux (8 \$/ MBTU). Le biogaz allemand de première génération était lui trois à quatre fois plus cher que le GNL.

économiques, la capacité de produire de telles quantités de bio méthane sur le territoire allemand n'est pas démontrée : le mix méthane en Allemagne est susceptible de fluctuer suivant des facteurs extérieurs variés.

III - Energie : 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 drastique 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, dont il faut interroger les conditions de possibilité.

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 n'implique pas nécessairement de rupture comportementale, mais elle s'appuie sur des hypothèses extrêmement volontaristes de volume de travaux de rénovation thermique.

À l'horizon 2050, l'ADEME combine des hypothèses volontaristes à des changements forts de comportements. Pour atteindre le "facteur 4", elle prévoit 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 encore accéléré 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 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 règles²³¹ de comptabilisation, destinées à faciliter son intégration aux engagements globaux. Cette décision instaure l'obligation pour les États 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.

²³¹ Décision de UE 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.

Cette orientation européenne est structurante pour la France dans la mesure où la forêt y couvre près de 24 millions d'hectares (16 en métropole et 8 en Guyane). Elle devrait donc conduire à une approche intégrée de la politique agricole et forestière.

Cette perspective devrait 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 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 UTCTF 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 conviendra-t-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 3500 kcal/jour à 2700 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.

Pour 2050, l'analyse de l'ADEME fixe des objectifs finaux encore plus ambitieux, indispensables pour que l'objectif « facteur 4 » soit atteint. Elle suppose, par exemple, une agriculture conventionnelle réduite à 10 % des modes de production.

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 : réduire les mobilités ?

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 PIB²³², leur élasticité constatée étant pratiquement de l'ordre de l'unité. Rompre ce lien entre PIB et mobilité, comme transformer les

²³² Y. Crozet et al, "*Macromotives and microbehaviors: Climate change constraints and passenger mobility scenarios for France*", Transport Policy (2012).

usages de déplacement, sera sans doute une politique extrêmement difficile à mettre en œuvre.

1 - Augmentation du trafic et forte dépendance aux combustibles fossiles : le défi des transports pour le climat

Comme il a été vu plus haut, 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 faible²³³.

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 kilométriques²³⁴. 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 totales²³⁵. 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 et il est logique que l'effort majeur soit à porter sur ce segment.

²³³ Sa part est aussi élevée, voire prépondérante pour certains polluants (54 % des NOx, CO et particules notamment), mais le PEC ne considère parmi eux que les seuls gaz à effet de serre.

²³⁴ La source des données dans ce paragraphe est : J.P. Orfeuil, Université Paris-Est et CITEPA.

²³⁵ Le reste des transports (hors l'international aérien et maritime) émettant 6,2Mt, soit 1,8 % du total.

Tableau n° 45 Répartition des flux de voyageurs en 2010

	Urbain	Périurbain	Longue distance
Véhicule individuel	76%	84%	68%
Transport Collectif (bus, car)	6%	7%	8%
Transport collectif (fer, tram)	8%	7%	24%
Vélo	4%	1%	0%
Deux-roues motorisés	6%	1%	0%

Source : Ademe, Vision 2030-2050

Afin de tendre vers le facteur 4 de réduction des émissions de GES, la Commission européenne s'est fixé²³⁶ 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.

2 - Une analyse à partir de la décomposition des facteurs d'évolution des pressions environnementales²³⁷

a) La décomposition des émissions de CO₂

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
4. L'occupation moyenne du moyen de transport

²³⁶ « Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 », Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, 8 mars 2011.

²³⁷ Cette analyse est détaillée en annexe V.

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 :

Facteur	(2)	(3)	(4)	(5)
Politique associée	- diminuer la quantité de CO ₂ par tep utilisée i.e. décarboniser l'énergie : biocarburants, biogaz, voiture électrique, etc.	- réduire la consommation d'énergie utilisée par distance parcourue par le véhicule pendant une année (ou un jour) : amélioration des motorisations ²³⁸ , mieux utiliser les réseaux afin d'éviter les surconsommations (embouteillages, vitesse ²³⁹ , etc.)	- augmenter le nombre de voyageurs par moyen unitaire de transport, représentée par ce facteur : covoiturage, transferts vers les transports en commun, etc.	- diminuer la distance parcourue par personne dans une année (ou un jour), i.e. réduire le besoin de mobilité et agir directement sur la « demande de transport », c'est-à-dire les distances parcourus par les personnes et par les biens.

3 - Les transports dans la vision 2030-2050 de l'Ademe : peu d'effets d'ici 2030, des hypothèses peu crédibles pour 2050

a) Pour 2030, les principaux déterminants seraient :

- maintien de la mobilité individuelle et stagnation des trafics à leurs niveaux de 2010.
- report modal du véhicule particulier vers les services de mobilité (soit réalisés par les citoyens eux-mêmes, soit réalisées

²³⁸ Par exemple, l'amélioration des moteurs à essence menant à une consommation de 2 litres /100 km apparaît comme un objectif sans incidence sur les finances publiques et atteignable à moyen terme en tenant compte du temps de renouvellement du parc (cf. Scénarios ANCRE avril 2013).

²³⁹ La diminution des vitesses aurait toutefois un effet négatif sur le bilan socio-économique et est donc à analyser au cas par cas.

par un opérateur), vers le transport collectif et vers les modes actifs.

- pénétration progressive du véhicule électrique notamment au travers des services de mobilité.
- sur le transport de marchandises, une politique volontariste en faveur du fret ferroviaire (à 50 Gtkm) et maritime (à 12 Gtkm).
- baisse de près de 20% des consommations énergétiques du secteur des transports entre 2010 et 2030.

Ainsi, la mobilité en véhicule individuel serait globalement constante sur la période, compte tenu de l'accroissement du taux de remplissage des véhicules, elle serait accompagnée d'une quasi-stabilisation des trafics :

Tableau n° 46 : mobilité en véhicule individuel 2010 - 2030

Mobilité (milliards de voyageurs * km)	2010	2030
Véhicule particulier	711	790
Véhicule utilitaire léger	150	170
Bus / car	49	52
Fer	100	138

Source : Ademe

Toutes ces mesures permettraient de faire passer la consommation énergétique des transports de 44 Mtep en 2010 à 35,8 en 2030. En parallèle, les émissions de CO₂ passeraient de 113,3Mt à 96,8 Mt, soit une réduction de seulement 15%.

b) Pour 2050 : des modifications drastiques sur les mobilités pour diviser les émissions par plus d'un ordre de grandeur

Pour 2050, L'Ademe considère que les facteurs déterminants devraient être :

- une mobilité totale constante par rapport à 2010, ce qui implique une baisse de l'ordre de 20 % de la mobilité individuelle. Les raisons de cette baisse seraient multiples : télétravail, structure de la population, urbanisme et infrastructure permettant d'optimiser les besoins en mobilité, etc.

- un changement de paradigme vis-à-vis de la mobilité individuelle : l'usage du moyen de transport prend le dessus sur sa possession. Pénétration importante des services de mobilité (30% urbain avec véhicules mieux adaptés) et report vers les transports collectifs (doublement) et les modes actifs. Réduction du parc de véhicules en conséquence.
- l'indépendance vis-à-vis du pétrole possible en passant au mélange biogaz/GNV dans les véhicules thermiques (avec un réseau de gaz pour moitié décarboné), à l'électricité, ainsi qu'aux biocarburants 2G.
- enfin, s'agissant du transport de marchandises, un retour au niveau des t.km de 2010 grâce à d'importants efforts logistiques.

À l'horizon 2050, l'Ademe espère une sensible réduction des consommations énergétiques unitaires des véhicules grâce aux progrès technologiques et à une meilleure adaptation des véhicules à leur usage : optimisation du rendement des moteurs (injection rapide, amélioration des batteries...), optimisation de la gestion de l'énergie à bord du véhicule, allègement des structures par l'utilisation de matériaux composites. Au total, le mix technologique serait équilibré et diversifié, notamment par rapport à la situation actuelle : 1/3 thermique, 1/3 hybride, 1/3 électrique.

L'ensemble de ces mesures permettrait de faire passer la consommation énergétique des transports de 35,8 Mtep en 2030 à 15 Mtep en 2050. Globalement, en termes de CO₂ émis, c'est sur le secteur des transports que porterait principalement l'effort nécessaire pour atteindre le facteur 4. Les hypothèses de cette prospective est que les émissions des transports qui étaient de 113,3Mt en 1991 et 96,8 Mt en 2030, ne seraient plus que de 8,4 Mt en 2050, soit une réduction de 92 %.

Ce résultat, qui découle de l'approche normative, est une indication de l'objectif qu'il se faudrait se fixer, et si possible atteindre, comme de ce qu'il faudrait espérer en termes de technologies et d'évolutions sociétales.

4 - Une approche plus sociologique à partir des utilisateurs

Dans cette approche, plus développée dans l'Annexe I.2 consacrée aux transports, il s'agit de classer les pistes de réduction 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 : 1) les substitutions dans les énergies de propulsion, 2) l'amélioration

purement technologique des véhicules existants et 3) 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.

Trois autres pistes modifient de façon moyenne le service à la mobilité :

- 4) L'introduction de nouveaux véhicules, adaptés à certains contextes et certaines catégories de routes.
- 5) L'exploitation des réseaux au plus proche de l'optimum d'efficacité énergétique des véhicules qui les empruntent : limitations de vitesse, gestion dynamique « anticongestion » des trafics et du stationnement urbain, etc.
- 6) La substitution (partielle ou totale) de la possession exclusive par la location, et plus généralement par les services.

Deux autres pistes modifient de façon importante le service à la mobilité ou les modes de vie :

- 7) 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 (sauf pour les TGV et, dans quelques cas de TER et RER). 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.
- 8) 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, y compris par exemple « relocalisation » de productions agricoles, ou industrielles, au plus près des marchés, 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 comme le montre l'explosion actuelle du covoiturage à partir des réseaux sociaux et de l'utilisation des smartphones.

C - Vers l'autonomie énergétique dans l'habitat ?

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, selon lequel les moyens de production de grande capacité (charbon, gaz, hydraulique, éolien ou PV de grande puissance) 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 solidarité²⁴⁰ 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 économique. Elle l'est d'autant moins que production décentralisée ne signifie pas autoconsommation locale. En effet, si la production de panneaux photovoltaïques intégrés au bâti peut être en petite quantité

²⁴⁰ 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.).

stockée localement, 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 réseau²⁴¹ 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 en œuvre de réseaux intelligents, ces outils restant toutefois encore en phase expérimentale (cf. page 363).

²⁴¹ ERDF a d'ailleurs demandé à la CRE que la structure du TURPE repose davantage sur la puissance que sur l'énergie.

ANNEXE N° VIII

MODELES DE SIMULATION, UNE GRANDE INCERTITUDE

Introduction

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 moins de prévoir, que de simuler des situations économiques diversifiées (variations du prix de l'énergie, en particulier) 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 ...).

Force est aujourd'hui de constater que les instruments existants sont, soit encore trop limités dans ce qu'ils permettent de prendre en compte, soit encore balbutiants. En effet, les instruments actuellement disponibles relèvent, pour l'essentiel, d'une approche dite « bottom up », qui ne permet pas de simuler l'entièreté du fonctionnement de l'économie et nécessite, in fine, l'appel au « dire d'experts » ; soit, pour ce qui est d'une véritable modélisation macro-économique, aux toutes premières prémices de son utilisation.

I - La prévalence des modélisations « bottom-up », ou « technico-économiques ».

A - À propos des modèles: « bottom up », « top down » et hybrides

Dans son analyse des scénarios de réduction d'émissions de GES²⁴², le Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED) a examiné les neuf scénarios alors existants, n'en retenant que six²⁴³ pour cause de « manque de données accessibles » pour les trois autres. Ce n'est pas tant l'analyse de leur contenu qui en est

²⁴² 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.

²⁴³ Soient : Négawatt 2006, Négatep, Enerdata, Prévot, MIES (ce scénario retrace cinq visions énergétiques distinctes), Syrota.

faite qu'il s'agit ici de retenir, que la présentation critique des modèles qui y est donnée.

Les modèles « bottom up » ont pour objet de représenter le réel à partir d'une représentation supposée fine, en l'occurrence celle du système énergétique. Aussi, ces modèles 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, supposés « top down », « 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 enfin des « modèles hybrides », pour lesquels plaide cette étude du CIRED. Ces modèles *« adoptent une structure de type E³ (énergie, économie, environnement) qui comprend une représentation du système énergétique, des équilibres économiques et des contraintes environnementales (...) les évolutions économiques reposent sur un monde physique, des technologies plausibles et vice-versa, les trajectoires de pénétration technologiques sont compatibles avec les capacités d'investissement et le jeu des prix relatifs de l'énergie, des technologies et des autres biens »*. Ils permettent ainsi *« de 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.

Autant dire que dans trois des six cas examinés la démarche « bottom up » consiste à déterminer de manière informée, mais discrétionnaire, « les besoins en énergie finale et primaire selon les différents secteurs (...), spécifiés pour un scénario donné ». C'est en cela que ces démarches peuvent être dits « modèles d'ingénieurs », puisqu'ils correspondent, in fine, à des dires d'expert.

Restent donc trois cas (Enerdata et les deux scénarios Syrota) qui utilisent soit le modèle Markal, soit le modèle MEDEE, dans sa version dire Med-Pro. Or :

- Le modèle Markal, « optimise sur l'horizon temporel un coût actualisé d'une représentation technico-économique fine du système énergétique français (...) le modèle n'utilise pas de fonctions d'élasticité de la demande aux prix, l'évolution de cette dernière résultant du seul effet des hypothèses technico-économiques retenues » ;

- Le modèle MEDEE/Med-pro « projette la demande énergétique par usage (...) aucune rétroaction de la projection de l'évolution de la demande sur l'économie n'est prise en compte ». Med-Pro est un modèle technico-économique de simulation de la demande énergétique finale à long terme, fondé sur une représentation détaillée de la consommation énergétique par secteur, par usage et par énergie.

Ainsi, outre la prévalence générale de la démarche « d'ingénieur » qui est ainsi constatée, aucun des trois scénarios faisant peu ou prou appel à des mécanismes économiques de quantification 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.

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 conséquente, « les méthodologies de modélisation utilisées sont pour la plupart assez sommaires et relèvent plus de l'analyse de données que d'une réelle modélisation (...) (et) se fait 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. »

Dans ces conditions, une conclusion s'impose qui ne peut qu'être partagée : « 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. »

B - Les limites du « bottom up » hybridé, l'exemple des scénarios du « RMS »

Les limites qui viennent d'être analysées sont aussi celles qu'il faut opposer à l'exercice réalisé chaque année par le MEDDE et destiné à la Commission de Bruxelles. En effet, les scénarios prospectifs du rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS), qui permettent de donner l'image prospective des émissions de la France à l'horizon 2020 et rendre ainsi officiellement²⁴⁴ compte de sa politique, s'appuient précisément sur ces instruments. La seule description de la démarche, qui figure dans l'exposé de méthodologie dans la partie 5 du rapport sur les mécanismes

²⁴⁴ Ce rapport est en effet envoyé au Commissaire en charge du climat à la commission européenne par courrier sous timbre du ministre en charge.

de surveillance (RMS), permet d'en saisir le côté exagérément composite et baroque.

La DGEC a lancé en 2012 un exercice intitulé « Scénarios Prospectifs »²⁴⁵, 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 PTOM et traite pour la première fois des trois volets de la prospective Energie, 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 :

- le bureau d'étude Enerdata a assuré la mise en œuvre de la modélisation des scénarios énergétiques ;
- le Réseau de Transport d'Electricité (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'Etudes 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'Etudes 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

²⁴⁵ Le détail de ces scénarios est décrit dans « Scénarios prospectifs Energie-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.

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.

Quant au cadrage macroéconomique, il 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 soit 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 néanmoins 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.

C'est ainsi que, par exemple, a déjà été précédemment noté le décalage des hypothèses de croissance entre le rapport sur les mécanismes de surveillance (RMS), qui date pourtant de mars 2013, et ce qui a pu être constaté la DGEC estimant que « *ce chiffre, plus élevé (...) s'explique par la prise en compte de la réforme des retraites et du nouveau scénario démographique INSEE* ». De même, les données concernant le logement, rendues nécessaires pour assurer une apparente cohérence d'ensemble aux projections concernant ce domaine, sont manifestement absurdes.

C - Les évaluations issues des travaux du CNDTE

Dans le cadre du débat national sur la transition énergétique, un groupe de travail, le N°2, a été constitué pour traiter de la question du « mix et scénarios énergétiques ». Il est particulièrement notable que, confirmant ainsi l'analyse du CIRED, son rapport²⁴⁶ débute par ce 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

²⁴⁶ Rapport du GT2, Mix et scénarios énergétiques, M. Arditi, R. Durdilly, CNDTE, séance plénière du 23 mai 2013.

« regarder tous les scénarios disponibles (même si leur périmètre, leur horizon, leurs objectifs n'entrent pas dans le cadre) ». Il y a bien ainsi constat largement partagé que dans la panoplie aujourd'hui disponible, il y a 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 :

- SOB : Sobriété énergétique et sortie du nucléaire
- EFF : Efficacité énergétique et diversification des vecteurs
- DIV : Demande moyenne et diversité des vecteurs
- DEC : Demande forte et décarbonisation par l'électricité

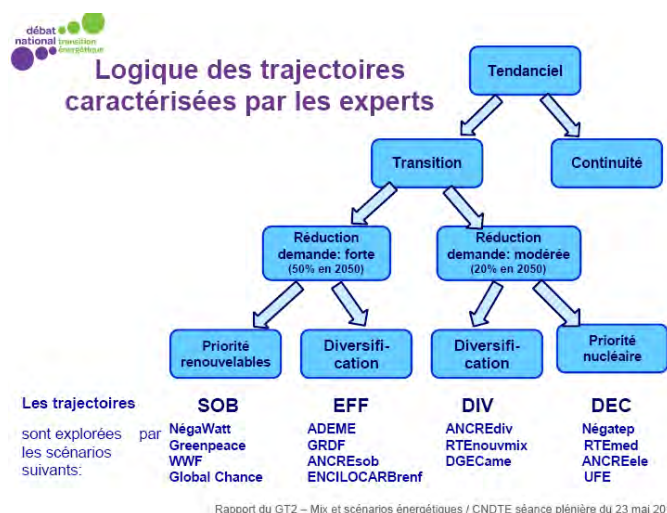


Figure 78. Logique des trajectoires suivant les scénarios (Source : CNDTE)

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 rapport²⁴⁷ a été remis au début en juin 2013 et ses conclusions sont publiques. Analysées par ailleurs²⁴⁸, elles ne seront pas reprises ici autrement que sous la forme d'un examen des limites des

²⁴⁷ « Quels coûts, quels bénéfices et quel financement de la transition énergétique ? », Rapport du Groupe 4, B. Leclair, M. Orphelin, Ph. Rosier,

²⁴⁸ Pour une analyse des principales données issues de cet exercice, cf. infra, p. 409 (France : le mur d'investissement et la falaise nucléaire).

procédures, supposées de modélisation, qui leur sont sous-jacentes. C'est donc seulement la méthodologie de la démarche qui est ici examinée.

Le groupe s'est attaché à évaluer l'état des lieux des investissements énergétiques actuels par grand secteur d'activité et à chiffrer les coûts bruts, les bénéfices attendus et les besoins de financement des différentes trajectoires de transition énergétique à horizon 2050. Pour cela, les référents du groupe des experts au sein du groupe ont, conjointement avec ceux du groupe 2 « scénarios », travaillé pour estimer le coût des différents scénarios étudiés par le GT2 selon une approche sectorielle différenciée en bâtiment, production électrique (modèle le plus développé) et transports. Il a, dans un premier temps, analysé les investissements réalisés dans les différents secteurs d'activité, les investissements totaux observés annuellement dans les différents secteurs ont ainsi été estimés à environ 150 Md€ annuels.

Pour cela, « le groupe de travail 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, le groupe 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...) 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. »

Ces développements, qui sont ceux employés par le groupe lui-même dans son rapport, suffisent à indiquer, non sans insistance, les limites de l'exercice auquel il a tenté de se livrer. Quels que puissent être les efforts déployés, les outils aujourd'hui disponibles sont bel et bien défaillants : ce sont des scénarios élaborés avec attention par des experts informés, mais on ne peut les confondre avec une modélisation.

D - Les travaux du CIREN/Négawatt

Au-delà de ces travaux et de leurs limites flagrantes, sur leur base, -donc nécessairement insatisfaisante-, une modélisation plus complète a été tentée concernant spécifiquement l'emploi. Initiée par l'Association Négawatt, cette étude d'un chiffrage de « *L'effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France* »²⁴⁹, a été réalisée par un chercheur du CIREN, Philippe Quirion.

La méthode retenue dans cette étude relève des études de contenu en emploi ; elle reprend, en l'actualisant, le principe des modèles construits tant à l'INSEE (Riffard, 1983) qu'à la Direction de la Prévision (aujourd'hui DG Trésor) du ministère des finances (Péronnet et Rocherieux, 1983). Un choix étant nécessaire entre finesse dans la représentation des techniques utilisées et prise en compte de la multiplicité des effets des relations économiques, cette étude a fait le choix d'une représentation la plus fine possible des techniques et a opté pour l'utilisation d'un tableau « entrées-sorties » le plus désagrégué possible pour la France soit en 118 branches.

Il reste que, comme le relève l'auteur, adossée à une modélisation « bottom up », cette étude souffre d'une limite : « elle ne prend pas en compte les rétroactions macroéconomiques que l'on trouve dans les modèles d'équilibre général ou macroéconomiques, ce qui constitue le prix à payer pour bénéficier d'un niveau élevé de désagrégation (118 branches) et d'une plus grande transparence. ».

Certes, comme le notent tant son auteur que l'association Négawatt, l'étude « *confirme que la transition énergétique proposée par le scénario (...) est très positive pour l'emploi* », il n'en demeure pas

²⁴⁹ Cette tentative très récente a, au moment de la rédaction de ce rapport, donné lieu à deux publications. L'une, relativement cursive, a été faite par l'Association et est disponible sur son site (www.negawatt.org) : « Scénario Négawatt, emploi et économie ; une synergie gagnante ! », association Négawatt, vendredi 29 mars 2013. La seconde, plus centrée sur la méthodologie de l'exercice, est celle du CIREN : « *L'effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France : une analyse input-output du scénario Négawatt* », Ph. Quirion, CIREN working papers, n° 46-2013, mars 2013.

moins qu'elle fait aussi apparaître d'autres éléments que, faute qu'ils l'aient été par eux, il convient ici de souligner.

Tout d'abord, quelque positive qu'elle puisse être, l'ampleur même des créations d'emplois apparaît au total limitée. En effet, l'accroissement attendu de la population active devrait être de l'ordre de 1,7 millions de personnes à l'horizon 2030, selon les dernières projections de l'INSEE. En n'absorbant virtuellement que 632 000 personnes, soit 37 % du surcroît attendu de main d'œuvre à cet horizon, un tel scénario ne peut à lui seul suffire à stabiliser le chômage. Pour faire un choix qui tienne compte de cette question, il faut alors mettre en regard le coût de l'investissement nécessaire à la trajectoire de transition énergétique et le mettre en regard des emplois créés. Or, ce coût ne peut apparaître dans cette approche et reste ainsi indéterminé.

Tableau n° 47 Les effets sur l'emploi du scénario Négawatt

	2020	2025	2030
1 = EFFET BRUT	138.000.	178.000	105.000
<i>Dont :</i>			
<i>Energies renouvelables</i>	+187.000	+249.000	+335.000
<i>Rénovation des bâtiments</i>	+213.000	+460.000	+473.00
<i>Transports en commun, fret ferroviaire et fluvial</i>	+69.000	+141.000	+248.000
<i>Sensibilisation et information</i>	+6.000	+6.000	+5.000
<i>Energies non renouvelables, réseaux gaz et électricité</i>	-45.000	-108.000	-116.000
<i>Bâtiments neufs</i>	-124.000	-279.000	-404.000
<i>Transports routier (hors transports en commun)</i>	-141.000	-243.000	-366.000
<i>Transport aérien</i>	-27.000	-47.000	-72.000
2 = EFFET INDUIT	+97.000	+261.000	+527.000
1+2= 3 EFFET NET TOTAL	+235.000	+439.000	+632.000

Source : Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED)

Il faut, ensuite, s'interroger sur le contenu du scénario qui est ainsi simulé : à l'horizon 2030, c'est qu'en effet, comme le montre le tableau ci-dessus, l'emploi (« effet brut ») directement créé par la transition énergétique est relativement limité (105 000 personnes), alors que l'emploi « induit » est très sensiblement plus important (527 000). Comme le note l'auteur, ceci est directement lié aux hypothèses du scénario Négawatt, dans lequel « une partie importante des économies d'énergie et de la baisse des émissions de gaz à effet de serre provient de la "sobriété", laquelle ne résulte pas de dépenses supplémentaires,

contrairement aux deux autres volets de la "trilogie Négawatt", les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. (...) La sobriété détruit des emplois dans les branches qui fournissent l'énergie, mais réduit la facture énergétique, libérant du pouvoir d'achat qui sera dépensé dans d'autres branches, où il va créer des emplois. L'effet net sur l'emploi des actions de sobriété est alors positif si le contenu en emploi des branches énergie est inférieur à celui de la consommation des ménages en moyenne, ce qui est le cas selon les calculs de l'étude, négatif dans le cas contraire ». Outre que les hypothèses qui la permettent ont pu être parfois jugées volontaristes, voire contraignantes, économiquement parlant, la « sobriété » qui a un coût, ne pourra être limitée à des politiques réglementaires ou de sensibilisation et il faudra en assurer le financement soit par des mesures fiscales, soit en la faisant supporter par les consommateurs d'énergie. Ce financement, non pris en compte ici, viendra donc limiter sensiblement le gain virtuel de pouvoir d'achat des ménages, et par conséquent aussi le nombre des emplois « induits ». Faute d'un bouclage macroéconomique, aucune conclusion ferme ne peut donc in fine être tirée à cet égard.

Enfin, ce que montre clairement l'étude c'est que derrière l'effet global sur l'emploi, de très importants mouvements de main d'œuvre devraient se produire au niveau des branches, certains positifs, mais d'autres très conséquemment négatifs. Outre le fait qu'est ainsi soulignée la nécessité d'une politique très active de reconversion et de formation professionnelle d'accompagnement des personnes concernées, cela pose aussi très directement la question des conditions de l'acceptabilité sociale d'une telle transition.

II - L'exemple d'une modélisation macro-économique : la « vision » ADEME/OFCE 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 que très peu utilisée dans le débat

sur la transition énergétique. Ce n'est pourtant pas faute que nombre de travaux²⁵⁰, notamment universitaires²⁵¹, 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 Economiques (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 ainsi construit et des simulations ainsi réalisées offre l'occasion d'un premier examen des principales indications ainsi fournies.

A - Les principaux résultats de la simulation des scénarios ADEME/OFCE

Le modèle « Three-ME »²⁵², modèle macroéconomique multisectoriel d'évaluation des politiques énergétiques et environnementales conçu conjointement par l'ADEME et l'OFCE depuis 2008 est un modèle macroéconomique du type offre-demande comparable aux modèles dits « néo keynésiens » qui sont utilisés pour les besoins de la prévision conjoncturelle et pour étudier l'impact des politiques macroéconomiques et fiscales (modèles « Mésange » de l'INSEE et du Trésor, « NEMESIS » de Paris 1). Il est décomposé en 24 secteurs de production et 17 sous-secteurs énergétiques et tient compte de l'effet du transfert d'activité d'une branche à l'autre sur l'emploi et les consommations énergétiques, les importations/exportations et, donc, le niveau de la demande et la croissance.

²⁵⁰ 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 DG Trésor, N° 2010/06, décembre 2010. Cette analyse, qui « n'engage que ses auteurs », 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 ».

²⁵¹ Le lecteur intéressé trouvera dans la publication précitée du CIRED une bibliographie sur ce sujet.

²⁵² 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'OFCE.

Ce modèle a été utilisé pour simuler trois scénarios élaborés par l'ADEME²⁵³ et les comparer à un scénario de référence. La demande d'énergie finale est identique dans les trois scénarios. Des choix discrétionnaires communs affectent l'ensemble des scénarios :

- Les centrales au fioul et au charbon sont fermées d'ici 2030.
- La modification des parts relatives des ENR dans la distribution de combustibles gazeux et chaleur : la part du gaz naturel passe de 77% à 25% dans la distribution de combustibles gazeux et chaleur entre 2006 et 2050.
- L'instauration d'une contribution climat énergie. La contribution carbone est calculée pour atteindre les niveaux de demande cible. Assiette: combustibles fossiles. Taux uniforme pour les ménages et les entreprises à l'exception des industries soumises au SCEQE.s recettes de taxe carbone sont redistribuées aux agents via une baisse de l'impôt sur le revenu pour les ménages et des cotisations employeurs pour les entreprises.
- Une augmentation de la taxe sur le gaz, la chaleur et l'électricité
- La pénétration du véhicule électrique (9,9M eq full elec en 2050)

Le scénario de référence qui est ici utilisé est identique au scénario « DGEC-AME » déjà examiné dans ce rapport. Les parts des différentes énergies dans le mix restent stables entre 2010 et 2050, la consommation finale d'énergie s'élevant à 156 Mtep en 2030 et 138,5 Mtep en 2050.

²⁵³ 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.

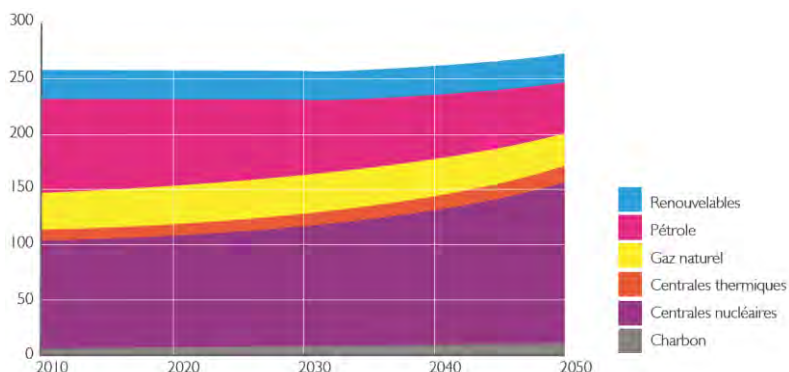


Figure 79. Scénario de référence : évolution du mix énergétique en Mtep d'énergie primaire (Source : ADEME, ThreeME 2013)

Quant aux scénarios simulés, jusqu'en 2030 ils sont identiques et correspondent à une consommation finale d'énergie de 123 Mtep réduite de près de 30 Mtep par rapport à son niveau actuel, à 35 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique et à une part du nucléaire de 50 % dans le mix. À partir de cette date, ils diffèrent entre eux par la part de l'électricité d'origine nucléaire²⁵⁴ dans le mix électrique visée pour 2050 :

- Scénario bas : La part du nucléaire représente 50 % de la demande d'électricité finale en 2030 et 18% de la demande d'électricité finale en 2050. C'est le niveau obtenu lorsque, selon l'ADEME, l'on exploite au maximum le potentiel des énergies renouvelables pour le niveau de la demande considéré.
- Scénario Médian : La part du nucléaire représente 25 % de la demande d'électricité finale en 2050.
- Scénario Haut : La part du nucléaire reste stable entre 2030 et 2050 et représente 50 % de la demande d'électricité finale.

L'exercice de prospective « Vision 2030-2050 » de l'ADEME²⁵³ aboutit aux résultats suivants :

- une baisse des consommations énergétiques de 20% est possible d'ici 2030 tout en diminuant les émissions de GES de l'ordre de 40%, avec une contribution majeure du secteur du bâtiment pour la baisse de la consommation énergétique et un rôle important pour la biomasse dans la production d'énergie renouvelable :

²⁵⁴ La centrale de Fessenheim est supposée être fermée en 2014.

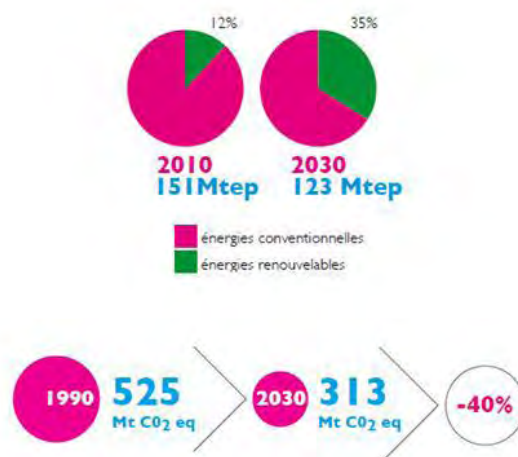


Figure 80. Synthèse pour 2030 des résultats de l'exercice de prospective Vision 2030-2050 (Source ADEME)

- D'ici 2050, les consommations énergétiques peuvent être divisées par 2 et les émissions de GES divisées par 4 avec un rôle clé joué par le secteur des transports qui divise par plus de 10 ses émissions de GES :

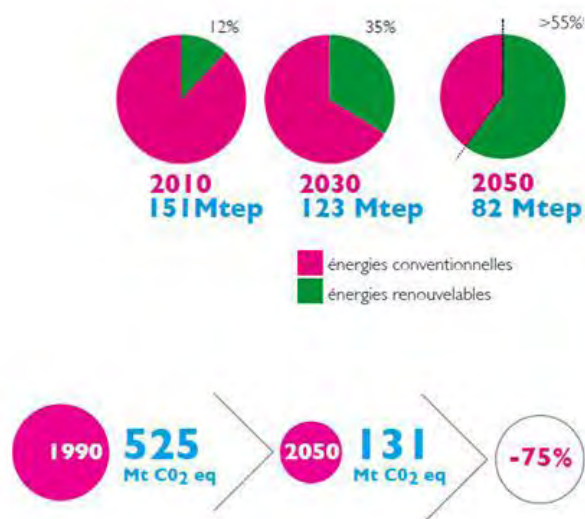


Figure 81. Synthèse des résultats pour 2050 de l'exercice de prospective Vision 2030-2050 (Source ADEME)

Les principaux résultats économiques du scénario « médian » (cf. Tableau n° 48 ci-dessous) sont présentés en écart au rapport au scénario de référence.

Tableau n° 48 Les résultats du scénario « médian » (écarts au scénario de référence)

		2013	2014	2015	2020	2030	2040	2050
PIB en volume	(a)	0,00	0,5	0,8	1,4	1,9	2,8	3,1
Consommation	(a)	0,0	0,3	0,6	1,3	1,9	2,7	3,1
Investissement	(a)	0,0	3,7	4,9	5,6	5,9	6,6	7,3
Dépenses publiques	(a)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Exportations	(a)	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Importation	(a)	-0,1	0,8	1,1	0,8	0,4	-0,7	-0,7
Taux de chômage	(b)	0,0	-0,1	-0,2	-0,5	-0,7	-1,3	-1,5
Emploi	(a)	0,0	0,2	0,4	0,8	1,2	2,3	2,8
Déficit public	(c)	0,0	0,3	0,1	0,0	-0,5	-1,7	-3,9
Dette publique	(c)	0,0	0,0	-0,1	-0,6	-3,5	-12,4	-33,1
Déficit commercial	(c)	0,0	0,2	0,4	0,2	-0,1	-0,7	-1,1
PIB (indice)	(d)	113	116	119	131	158	190	229
Emissions de CO₂	(d)	94	90	88	77	61	42	30,5
Taux de la taxe carbone	(e)	0	13	16	50	79	198	324
Recette taxe carbone	(f)	0	4	5	14	18	30	32

(a)(b) en % par rapport au scénario de référence ; (c) en % du PIB ; (d) indice 100= 2006 ; (e) en € constants par tonne de CO₂ ; (f) en Md€ constants ; (g) en en millions ; (h) en unité

Source : données ADEME/OFCE pour la Cour des Comptes

Pour l'essentiel, on en retiendra que :

- 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° 49 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

- 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.

Tableau n° 50 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

Les résultats concernant l'emploi diffèrent très sensiblement de ceux que l'estimation du scénario Négawatt²⁵⁵ laissaient espérer.

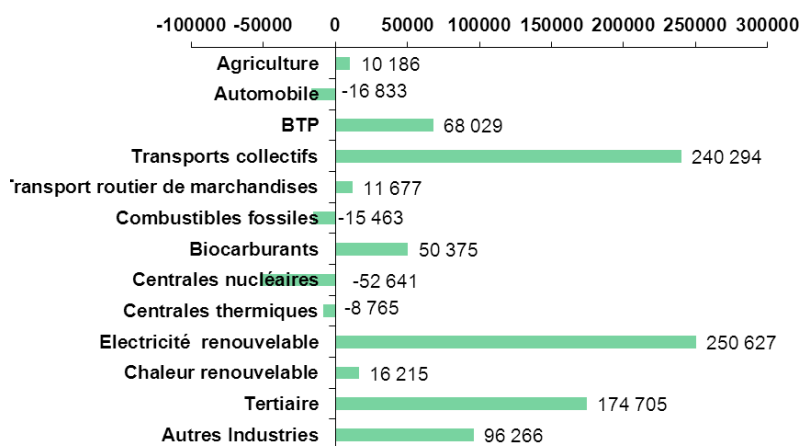


Figure 82. Créations ou pertes d'emplois par secteur en 2050 pour le scénario Négawatt (Source : ADEME Médian, source ThreeME)

Par ailleurs, effet vraisemblable de scénarios moins volontaristes, les évolutions sectorielles apparaissent moins contrastées que dans le scénario Négawatt. Ainsi, les pertes d'emplois estimées sur les secteurs touchés négativement par la transition (nucléaire, transports routiers ...) restent-elles relativement limitées.

- 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.

²⁵⁵ L'OFCE a par ailleurs simulé avec son modèle le scénario Négawatt. Cet exercice a abouti à des résultats très sensiblement inférieurs à ceux évoqués précédemment (cf. supra, p. 394). Les quelques 325 000 emplois supplémentaires ainsi attendus à l'horizon 2030, représentent en effet près de deux fois moins que l'estimation du CIRED, du fait, sans doute, d'une estimation mieux assurée des effets indirects liés au bouclage macroéconomique.

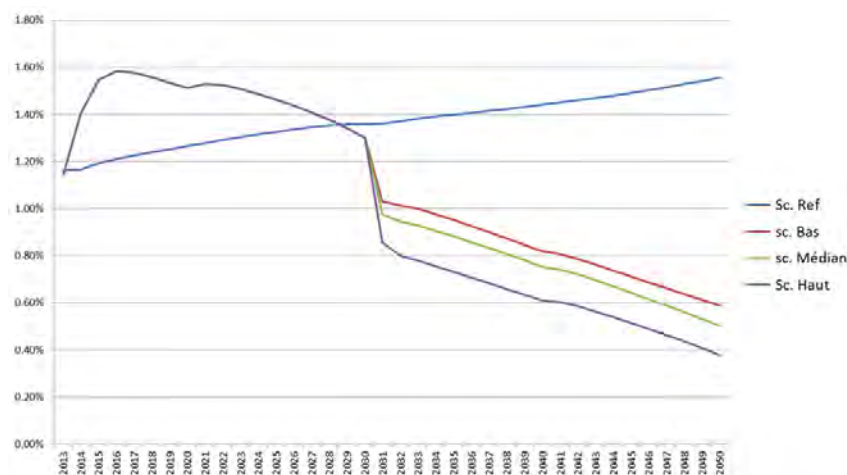


Figure 83. Evolution comparée du déficit de la balance commerciale
(Source : ADEME/OFCE, Modèle ThreeMe 2013)

- S'agissant des investissements des secteurs liés à la transition énergétique²⁵⁶, 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.

Tableau n° 51 Les investissements des secteurs liés à la transition énergétique dans les scénarios de référence et le scénario médian (montant annuel moyen 2006-2050)

En Md€ ₀₆	Montant	% PIB*
Référence	227	7,7
Haut	222	7,5
Médian	240	8,1
Bas	245	8,3

*PIB moyen recalculé sur l'ensemble de la période

Source : ADEME-OFCE, calculs Cour des comptes

²⁵⁶ Soient : automobiles, transports collectifs, combustibles fossiles, énergies renouvelables, centrales nucléaires, centrales thermiques, bâtiments.

Mais, au vu de ces simulations et quelles que soient les différences entre elles, il paraît assuré que toutes nécessitent une rupture considérable d'avec les comportements aujourd'hui constatés²⁵⁷.

En effet, pour autant que l'on puisse retenir comme base de comparaison l'estimation qui en a été récemment donnée dans le cadre du CNDTE, les investissements dans les secteurs concernés par la transition énergétique représentent actuellement 150 Md€ par an, soit 7,5 points de PIB, dont 37 Md€, soit de l'ordre de 1,9 points de PIB, consacrés aux seuls investissements directement énergétiques. On voit ainsi que, à l'exception du scénario où la part du nucléaire est maintenue à 50 % dans le mix, les trajectoires simulées représentent d'abord un accroissement sensible du montant total des investissements de ces secteurs : de 0,5 à 0,8 points de PIB en moyenne chaque année sur l'ensemble de la période. Mais surtout, au-delà de ce premier constat, les investissements directement énergétiques, qui constituent actuellement environ le quart de cet ensemble, devraient désormais en représenter à eux seuls les $\frac{3}{4}$. Ces chiffres étant des moyennes valant pour une période de plus de quarante années.

B - Des hypothèses sous-jacentes cruciales

Il faut enfin souligner que ces simulations intègrent une série d'hypothèses fortes, dont plusieurs concernent spécifiquement le nucléaire. Bien que n'étant pas directement explicitées dans la présentation des résultats, ces hypothèses sont cruciales pour la bonne réalisation des trajectoires simulées.

Tout d'abord, les coûts d'investissement qui sont retracés n'incorporent pas le coût de démantèlement des centrales nucléaires installées, qui n'a pas encore à ce stade été estimé par les auteurs. On rappellera que le récent rapport de la Cour des comptes sur ce sujet²⁵⁸ a estimé à près de 32 Md€ (dont 21 Md€ pour EdF) la charge qu'il représente.

Les coûts des EnR sont calculés en supposant qu'une capacité certaine de stockage d'énergie est disponible à l'horizon 2030. En effet, « dans une perspective de forte pénétration des énergies renouvelables (...) le déploiement de capacités de stockage d'énergie de masse semble

²⁵⁷ Ce point est analysé au chapitre sur la France : le mur d'investissement et la falaise nucléaire, page 409 du présent rapport.

²⁵⁸ Les coûts de la filière électronucléaire, Cour des comptes, janvier 2012.

nécessaire »²⁵⁹. Cette capacité est précisée pour la technologie des STEP (7 GW), mais ne l'est pas pour les autres²⁶⁰ auxquelles il est fait appel et qui sont à ce jour encore très loin d'être matures.

De surcroît, les capacités d'interconnexion avec les pays voisins, actuellement de 14 GW, devraient passer à 21 GW en 2030. Les simulations intègrent ainsi une augmentation de 50 % de capacité des lignes THT actuellement existantes et qui est « nécessaire dans et entre les pays de la plaque européenne, notamment du fait de l'insertion massive des énergies renouvelables dans le système électrique »²⁶¹

Au total, l'ADEME précise que « avec ce mix et ce modèle il subsiste cependant des heures de l'année durant lesquelles (...) aucun moyen de production ou de flexibilité ne serait rentable pour répondre à la consommation »²⁶², En définitive, des trois moyens imaginables pour équilibrer le système : une augmentation non rentable de la capacité installée, l'effacement et d'ultimes capacités de stockage, aucune n'est intégrée à la modélisation, faute d'outils économiques de valorisation.

Enfin, s'agissant spécifiquement du nucléaire, il est tout d'abord supposé que les centrales installées ont une durée de vie de 50 ans ; c'est sur cette base que tous les scénarios sont construits. Au-delà de cette durée de vie, à partir de laquelle les installations actuellement existantes sont démantelées, il est posé en hypothèse que la puissance installée dépend de la construction de nouvelles centrales.

Ceci aboutit à une série de conséquences qui peuvent paraître paradoxales :

- parce que, même prolongée jusqu'à une durée de vie de 50 ans, la démographie du parc aujourd'hui installé n'assure qu'une puissance inférieure à 10 GW après 2040 et à 6 GW à compter de 2045 ;
- parce que les objectifs d'un mix de 50 % (scénario haut), de 25 % (scénario médian), ou même de 18 % (scénario bas) supposent des productions de, respectivement, 56,6 MTeP, 29,7 MTeP et 21,6 MTeP et correspondent à une puissance installée de 35,5 GW, 18,7 GW et 13,6 GW
- parce que ce besoin ne peut être satisfait par les installations existantes,

²⁵⁹ L'exercice de prospective de l'ADEME, Vision 2030-2050, document technique, p. 189 .

²⁶⁰ Batteries NaS, stockage par air comprimé ou volant d'inertie, hydrogène.

²⁶¹ Rapport ADEME précité, p. 196.

²⁶² Ibid., p. 213.

la construction d'installations nouvelles est requise et implicite dans les simulations. Ces nouvelles installations (cf. Tableau n° 52) contribuent dans une fourchette de 95 % à 85 % à l'apport demandé au nucléaire à l'horizon 2050. Ceci correspond à une puissance installée nouvelle, qui à cet horizon s'étagerait approximativement entre 30 GW (sc. Haut) et un peu moins de 8 GW (sc. Bas). Soit encore l'équivalent approximatif de la puissance de, respectivement : 18 et 5 EPR (et 8 dans le scénario médian » et qui seraient donc à construire.

Tableau n° 52 Part de la production du parc nucléaire nouveau dans le mix électrique à l'horizon 2050.

	Objectif		2050	
	Part nucléaire visée dans le mix	Puissance parc nouveau % du mix	Puissance requise GW	Puissance installée nouvelle GW
Sc. Haut	50%	48%	35,5	29,6
Sc. Médian	25%	22%	18,7	12,8
Sc. Bas	18%	16%	13,6	7,7

Source : données ADEME/OFCE, calculs Cour des comptes

Au total, de cet examen des modélisations disponibles deux ensembles de conclusions peuvent être tirés.

Les premières concernent les outils et les procédures. Si les modèles « bottom-up » continuent de largement prévaloir, leurs limites sont désormais évidentes. Analysées au fond par les chercheurs depuis longtemps, elles ont, -les rapports des groupes de travail en témoignent-, été rencontrées et constatées en pratique lors du débat national sur la transition énergétique.

Quant aux modélisations macroéconomiques, encore faiblement développées, elles en sont pour l'instant à de premières utilisations en vraie grandeur, qui permettent d'en valider les principes et de les perfectionner. Elles n'ont en tout état de cause pu être utilisées pour ce débat. S'il faut saluer l'initiative de l'ADEME et le travail réalisé par l'OFCE, il n'en est que plus frappant de constater que le besoin d'une modélisation macroéconomique n'ait pas été suffisamment ressenti par les administrations publiques en charge, tant celles en responsabilité de piloter le débat, que celles dont la mission est développer les outils de la prévision économique. On peut ici parler de véritable constat de carence.

Quant aux enseignements à tirer de ces premières simulations, ce sont les défis à relever et leur ampleur qui ressortent :

- l'importance considérable des investissements requis. Cela implique un débat attentif sur les trajectoires de transition, tant de leur contenu que de leurs conditions de réalisation dans la durée,
- la nécessité de considérer les conditions techniques. Elles seules permettront un véritable développement des EnR dans des conditions économiques satisfaisantes, le stockage de l'énergie ou l'effacement des pointes tout particulièrement, pour répondre au problème de leur intermittence,
- la place particulière du nucléaire dans le mix électrique français. Du fait de sa démographie très concentrée dans le temps, il fera courir des risques de rupture de puissance installée au processus de transition. L'inéluctable arrivée à fin de vie des centrales, de surcroît concentrée dans le temps, est l'un des éléments majeurs de l'importance des investissements énergétique qui seront requis sur la période. Qu'il s'agisse de remplacer ces centrales par de nouvelles, de leur substituer des EnR, ou d'avoir recours à une sobriété plus conséquente, cette réalité-là, avec les financements qu'elle implique, ne peut être contournée.
- l'examen des effets collatéraux de la transition sur l'emploi. Si des créations d'emplois significatives peuvent en être attendues, d'une part, leurs effets sectoriels ne seront pas tous positifs et, d'autre part, elles ne semblent pas en mesure de suffire à absorber l'évolution attendue de la population active.

III - France : le mur d'investissement et la falaise nucléaire

Dans le « document technique » qui exprime sa vision 2050, l'ADEME explique qu'elle n'a pas souhaité se prononcer sur les éléments qui ne sont pas au cœur de ses missions. Ainsi ne s'est-elle pas prononcée sur la durée de vie des réacteurs nucléaires, ou l'exploitation des gaz non conventionnels.

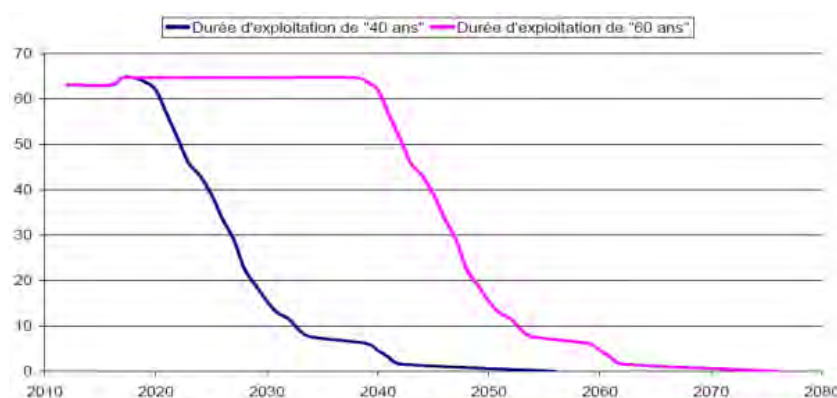


Figure 84. Courbe de décroissance de la puissance nucléaire installée en GW, en fonction de la durée d'exploitation des réacteurs
(Source : Rapport Energie 2050, J. Percebois et C. Mandil, 2012)

Dans les simulations, la question de la part de l'énergie nucléaire dans le mix électrique est ainsi déterminée exclusivement, pour 2030, par les trois éléments suivants : 1) l'évolution de la consommation d'électricité, 2) l'augmentation de l'offre d'énergies renouvelables et 3) l'ajustement électrique offre-demande aux différents pas de temps. Au-delà, l'ADEME n'a pas pris position sur l'évolution du mix électrique à l'horizon 2050, et propose trois alternatives avec 50% (en fait 48 %), 25 % et 18 % de nucléaire. Ce point a déjà été mentionné précédemment, page 411, dans la description des hypothèses sous-jacentes cruciales du modèle macro-économique Ademe-OFCE.

Dans le modèle macro-économique ADEME-OFCE, l'investissement est égal à la variation du stock de capital désiré à laquelle vient s'ajouter la dépréciation du stock de capital antérieur. Il est donc supposé que l'investissement est lissé dans le temps. Il est supposé aussi que les réacteurs existants ont une durée de vie de 50 ans et que ceux de Fessenheim seront fermés en 2014. Le coût de la prolongation est inclus dans l'investissement. (Le coût de production de l'électricité passe ainsi de 42€/MWh à 50 € / MWh hors distribution).

**Tableau n° 53 Trois mix électriques proposés par
l'Ademe²⁶³ pour 2050**

Source	Nuc. Haut		Median		Nuc. Bas	
	Part (%)	Mtep	Part (%)	Mtep	Part (%)	Mtep
Eolien	22,20%	9,1	30,00%	12,3	34,00%	13,9
Hydroélectricité	10,50%	4,3	14,00%	5,7	14,20%	5,8
PV	8,80%	3,6	14,70%	6	14,80%	6,1
Nucléaire	48,00%	19,6	25,00%	10,2	18,00%	7,4
Méthanisation	1,80%	0,7	1,80%	0,7	1,80%	0,7
UIOM	0,80%	0,3	0,80%	0,3	0,80%	0,3
Bois énergie	0,80%	0,3	0,80%	0,3	0,80%	0,3
Géothermie	0,30%	0,1	0,30%	0,1	0,50%	0,2
Energies marines	1,10%	0,5	7,00%	2,9	9,50%	3,9
Chaleur fatale	0,30%	0,1	0,30%	0,1	0,30%	0,1
Réseau de gaz	5,30%	2,2	5,30%	2,2	5,30%	2,2
Total		40,9		40,9		40,9

Dans ce modèle, des EPR (sur la base d'un coût de production égal à 70€/MWh) sont construits à un rythme tel que la puissance installée de l'EPR soit égale à chaque instant à la puissance désirée moins la puissance installée. Les coûts de démantèlement et les coûts de gestion des déchets ne sont pas comptabilisés, ceci n'affecte pas les résultats en écart au scénario de référence, puisque les centrales obsolètes sont fermées au même moment dans le scénario de référence et les scénarios ADEME. Il n'en demeure pas moins que cela conduit à sensiblement minorer les coûts liés au nucléaire²⁶³.

Le scénario de référence a déjà été commenté et le mix électrique correspondant est décrit dans la Figure 79 : il fait passer le nucléaire à une production de près de 150 Mtep. Le graphe suivant reprend les investissements des scénarios en ce qui concerne l'énergie :

²⁶³ Le rapport de la Cour précité a fait état d'une estimation de 18,4 Md€₂₀₁₀ pour les coûts de démantèlement du parc existants. Quant à la gestion des déchets, ce même rapport fixe les charges brutes qu'elle implique à 28,3 Md€₂₀₁₀, dont 23 Md€₂₀₁₀ pour EdF.

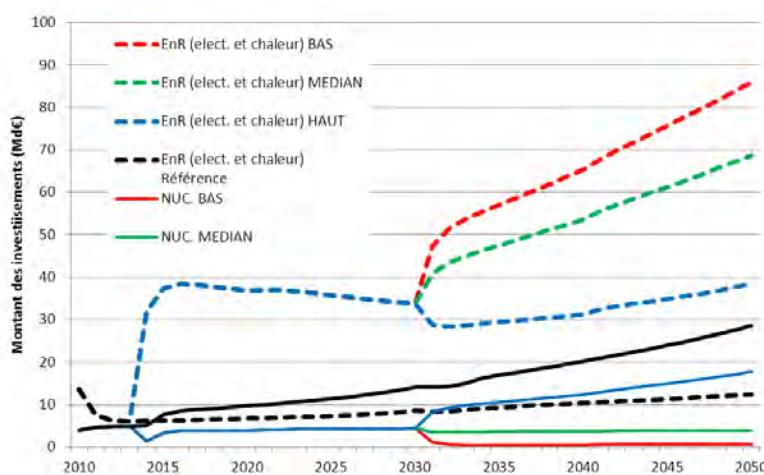


Figure 85. Investissements (dépréciations comprises) dans le nucléaire et les EnR, jusqu'à 2050, en €₂₀₀₆ suivant les différents scénarios du Modèle ThreeMe 2013. (Cour des comptes d'après les données fournies par l'Ademe)

Les coûts sont d'autant plus faibles que la part du nucléaire est forte : les investissements totaux nécessaires pour l'énergie (nucléaire et EnR) seraient ainsi, par rapport au scénario référence, en moyenne annuelle sur 2010-2050, respectivement supérieurs de 18,4 Md€ (nucléaire haut), 26,0 Md€ (médian) et 31,2 Md€ (scénario bas).

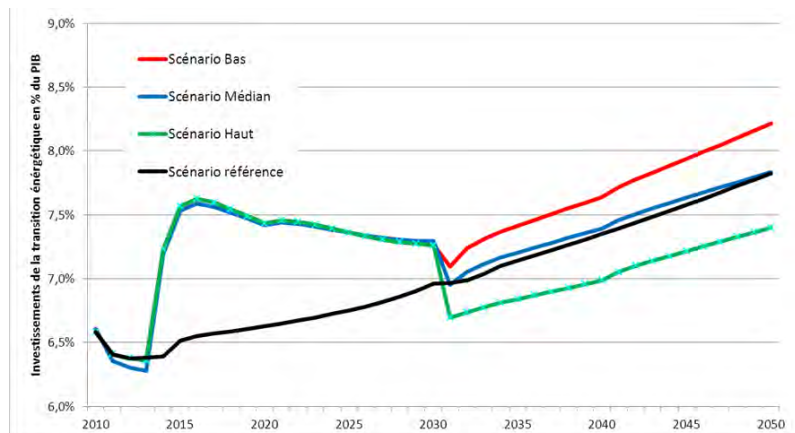


Figure 86. Investissements de la transition énergétique (tous domaines) par rapport au PIB, pour les scénarios de référence et médian (Cour des comptes d'après les données fournies par l'Ademe)

ANNEXE N° IX

CAPTAGE ET STOCKAGE DU CO₂

I - La directive captage et stockage du carbone (CSC)

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que la mise en œuvre des projets dits de captage et de stockage du carbone, pourrait, d'ici 2050, contribuer à hauteur de 19% de l'effort de réduction des émissions mondiales de CO₂, soit un pourcentage équivalent voire légèrement supérieur à celui de l'effort attendu des énergies renouvelables.

L'Union Européenne a largement pris en compte ces analyses et, dès le Conseil européen de mars 2007, a recommandé de renforcer les activités de recherche et de développement et de « définir le cadre technique, économique et réglementaire nécessaire pour supprimer les obstacles juridiques existants et mettre en œuvre, si possible d'ici à 2020, des technologies CSC »²⁶⁴.

En juin 2008 le Conseil européen a, en conséquence, invité la Commission à présenter le plus rapidement possible un mécanisme visant à inciter les États membres et le secteur privé à réaliser les investissements nécessaires afin de garantir la construction et l'exploitation, d'ici à 2015, d'un maximum de douze installations de démonstration du CSC.

Afin de contribuer au financement de ces installations, une disposition de la directive 2009/29/CE sur le Système d'échange de quotas prévoit la vente anticipée de quotas prélevés sur la Réserve Nouveaux Entrants de la phase III.

Sans surprise, le Paquet Energie Climat a donc réservé une place particulière à la technique dite « du captage et du stockage du carbone » (CSC²⁶⁵) au travers de **la directive 2009/31/CE du 23 avril 2009**.

Cette directive «relative au stockage géologique du dioxyde de carbone et 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) n° 1013/2006 du Parlement européen et du Conseil », vise ainsi 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.

²⁶⁴ Directive 2009/31/CE (8).

²⁶⁵ CCS en anglais : Carbon Capture Storage.

Ce texte ne génère donc aucune obligation de mise en place de projets de captage et stockage et se borne à instaurer un cadre commun aux activités de CSC :

- Il est ainsi prévu d'établir un seuil (300 mW) pour lequel les investisseurs doivent s'assurer de disposer de l'espace suffisant pour installer la technologie CSC, de l'existence des espaces de stockage et des infrastructures de transport, et de réaliser une étude de faisabilité de mise en place de la capture ex post.
- Par ailleurs, les sites sont soumis à autorisation d'exploiter une installation de stockage géologique. Il s'agit là d'une autorisation administrative classique qui n'est accordée que si l'exploitant démontre que les conditions d'un stockage « permanent » sont bien réunies à la lumière des critères de sélection des sites. La demande de permis doit comporter un plan de surveillance, des propositions de mesures correctives, et la preuve d'une garantie financière afin de s'assurer que toutes les obligations découlant de l'autorisation seront bien respectées, ce qui inclut tout dommage environnemental y compris les fuites de CO² et, partant, les coûts associés à la restitution de quotas à hauteur de celles-ci.
- L'exploitant peut enfin transférer la responsabilité du site, une fois que celui-ci a été fermé, aux autorités compétentes de l'État membre, ce transfert n'étant accepté que si « tous les éléments disponibles tendent à prouver que le CO² stocké restera parfaitement et indéfiniment stocké ».

La « mise en œuvre » de cette dimension du Paquet Energie Climat ne pose donc au sens strict, aucun problème particulier autre que celui de sa transcription réalisée au travers de l'adoption de :

- La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (articles 80 et suivants) ;
- L'ordonnance n° 2010-1232 du 21 octobre 2010 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne en matière d'environnement (article 5) ;
- Le décret d'application n° 2011-1411 du 31 octobre 2011 relatif au stockage géologique de dioxyde de carbone qui transpose les dispositions réglementaires propre à la recherche et à l'exploitation de sites de stockage , et le décret n° 2012-384 du 20 mars 2012 qui modifie la nomenclature des installations classées pour y introduire notamment les rubriques 2960 (captage de CO²) et 2970 (stockage de CO²).

Cette transcription n'a, à ce jour, fait l'objet d'aucune remarque ou, a fortiori, d'aucun contentieux de la part de la Commission.

À titre de comparaison, il convient de souligner que plusieurs pays européens ont certes transcrit la directive 2009/31 mais en l'accompagnant de nombreuses précautions : l'Autriche a ainsi interdit tout stockage de CO₂ sur son sol ; l'Allemagne, devant la forte opposition de l'opinion publique, a instauré une double limite sur la taille des projets pouvant être autorisés sur son territoire : une limite par projet et par an ainsi qu'une limite globale de captage/stockage par an (environ 1,5 Mt). Par ailleurs, si la décision de mise en œuvre de tels projets est renvoyé à la responsabilité des Länder, celle-ci est soumise à son tour à une décision fédérale d'autoriser le lancement de projets de CSC.

Etant donné l'échec relatif de l'avancée des différents projets européens et français de CSC, la présente annexe proposera toutefois de dresser un état des lieux de la mise en œuvre de cette technologie en analysant d'abord l'efficacité et la maturité de la technologie sans oublier les risques qui lui sont associés (I) pour ensuite étudier successivement les coûts qui lui sont associés (II), les difficultés auxquelles elle fait face aujourd'hui (III) et s'interroger en conclusion sur la pertinence, à terme, du développement de cette technologie et de sa cohérence avec les autres composantes du Paquet Energie Climat (IV).

II - La technologie

Ce procédé, qui s'applique à tout type de production industrielle émissive, consiste à récupérer, en l'état actuel des technologies et selon le projet, entre 65 et 90% du CO₂ émis par les installations avant, pendant ou après la combustion des matières premières (essentiellement le pétrole, le gaz ou le charbon), avant de le transporter par canalisations ou bateaux, puis de le stocker sous terre. Le processus peut donc être, fort logiquement, décomposé en trois étapes : le captage, le transport éventuel et le stockage du CO₂.

A - Le captage

Le procédé du captage existe déjà au sein de nombreuses industries. Le CO₂ est ainsi parfois capté par défaut, pour répondre à des contraintes de procédé telles que la purification du gaz naturel (dans l'industrie des fertilisants ou la pétrochimie), la pré-purification de l'air ou encore les procédés de fermentation.

Afin d'obtenir une efficacité maximale du procédé, les technologies du captage visent néanmoins aujourd'hui deux principaux secteurs industriels qui sont, sans surprises, parmi les plus émissifs :

- la production d'énergie à partir de combustibles fossiles (charbon, gaz, fioul) : Les caractéristiques techniques de l'installation dépendent de la voie technologique de captage mise en œuvre. Le potentiel de marché associé est considérable : en effet, les ressources fossiles jouent et devraient jouer encore longtemps un rôle majeur pour la production d'énergie à l'échelle mondiale (représentant plus de deux tiers de la consommation mondiale en énergie primaire d'ici 2035).
- Les « applications industrielles » du CSC hors énergie : Il s'agit notamment des secteurs du raffinage, de la production de ciment, de la sidérurgie et de la production d'aluminium. Ces secteurs représentent de l'ordre de 20% des émissions mondiales de CO₂, et il n'existe que peu d'alternatives au CSC pour réduire de manière drastique les émissions de CO₂. Selon l'AIE, le CSC peut contribuer à hauteur de 19% aux nécessaires réductions des émissions annuelles de CO₂ à l'échelle mondiale à horizon 2050, dont environ la moitié concernent les applications industrielles.

Trois principales technologies sont actuellement développées : la post-combustion, l'oxy-combustion et la pré-combustion :

- le captage en post-combustion vise à extraire et récupérer le CO₂ issu des rejets gazeux issus de la combustion à l'aide de différentes technologies telles que l'absorption, l'adsorption, la cryogénie, le cycle calcium ou la séparation membranaire. Une première génération de procédés est par exemple fondée sur l'emploi d'un solvant chimique ayant une très bonne capacité d'absorption du CO₂. Les fumées de combustion sont introduites dans une colonne d'absorption où elles sont lavées avec une solution d'eau et d'amine (monoéthanolamine). Ce solvant, qui fixe le CO₂, est ensuite chauffé dans une tour de régénération où il relâche le CO₂ qui peut alors être comprimé pour être transporté, puis stocké. De nouveaux procédés visent aujourd'hui à permettre de réduire la taille des installations et de limiter la quantité d'énergie utilisée.
- le captage par oxy-combustion consiste à réaliser une combustion en absence d'azote afin que les fumées de combustion soient riches en CO₂. Dans la combustion classique, la chaleur est en effet produite par combustion avec l'oxygène de l'air. L'azote ne participant pas à cette combustion,

le CO₂ contenu dans les fumées est donc dilué dans de l'azote. L'oxycombustion consiste à remplacer l'air par de l'oxygène pur, ce qui permet de concentrer le CO₂ et facilite son captage, la séparation étant ensuite opérée par dépressurisation ;

- le captage en pré-combustion consiste extraire le carbone du combustible initial en produisant de l'hydrogène dont la combustion ne rejettera que de la vapeur d'eau. On évite de brûler le combustible fossile en le transformant préalablement en gaz de synthèse, mélange de monoxyde de carbone (CO), d'hydrogène et d'eau. On laisse ensuite le CO réagir avec l'eau pour former du CO₂ et de l'hydrogène supplémentaire, qui sont ensuite séparés. Le CO₂ peut alors être comprimé puis stocké et l'hydrogène utilisé notamment pour produire de l'électricité.

Ces procédés restent toutefois actuellement inégalement développés.

Ainsi la post-combustion représente une technologie très éprouvée au plan industriel, particulièrement dans le domaine des hautes pressions et de la pétrochimie²⁶⁶. Son application aux fumées de combustion complète à pression atmosphérique, comme sur les centrales à charbon, nécessite en revanche encore une approche par pilotes et démonstrateurs afin de valider la technologie ainsi que ses modes opératoires. Alstom a pour mémoire récemment mis en place une chaîne complète avec stockage sur un projet de 58 MWt (projet Alstom/AEP Moutaineer), un premier « démonstrateur » à l'échelle commerciale restant nécessaire avant commercialisation.

La technologie de l'oxycombustion a déjà été démontrée à l'échelle industrielle étant donné l'expérience accumulée dans plusieurs secteurs dans laquelle elle est déjà présente depuis plusieurs années comme la verrerie ou les incinérateurs. EN revanche, il manque encore aujourd'hui un démonstrateur à taille commerciale sur une centrale électrique intégrant toute la chaîne qui va de la production d'oxygène, à la purification et compression du CO₂ en passant par la chaudière). Le projet pilote de Lacq (Total/Alstom) a déjà largement prouvé son efficacité. Actuellement, un projet de démonstrateur commercial de 425 MW à Selby en Angleterre est en cours de qualification pour soutien conjoint du Royaume Uni et de l'UE.

Enfin, pour la pré-combustion, des parties essentielles ont été démontrées. L'intégration complète d'une centrale électrique bute

²⁶⁶ Par exemple dans les industries de purification du gaz naturel, la synthèse de l'ammoniac, la production d'oxyde d'éthylène ou encore les petites installations autonomes de production de CO₂ alimentaire.

cependant encore sur le problème non-résolu de la combustion de l'hydrogène dans une turbine, qui n'est possible que partiellement et limite donc la performance globale de ce type de centrale. La complexité de l'intégration qui limitera la fiabilité et la flexibilité, ainsi que le coût élevé en capital et la forte emprise au sol sont d'autres facteurs limitant pour ce type de centrale. Un premier démonstrateur à taille commerciale (552 MW) est en construction aux États-Unis, (Kemper County, Mississippi), mais il ne captera que 65% du CO₂ émis.

Ces trois voies technologiques sont avant tout applicables aux chaudières industrielles ou aux installations de production d'électricité et l'application du captage du CO₂ à des secteurs industriels tels que la sidérurgie, la pétrochimie ou la production de ciment nécessite encore l'adaptation des technologies pour répondre aux particularités des installations émettrices utilisées dans ces secteurs. À titre d'exemple, une des voies technologiques prometteuses permettant de réduire les émissions de CO₂ de la sidérurgie consiste en la mise en place d'un procédé de recyclage des gaz de haut fourneau et de captage de CO₂.

B - Le transport : une technologie maîtrisée

Une fois capté, le CO₂ doit ensuite être acheminé, parfois sur plusieurs centaines de kilomètres, vers un lieu de stockage. Le transport du CO₂ ne pose pas de problème particulier et il est déjà couramment pratiqué.

À terre, le mode de transport le plus adéquat au regard des quantités qu'il convient de transporter (ex : une centrale à charbon de 250 MW fonctionnant en base émet 1,7MTCO₂/an) serait incontestablement le transport par canalisation (pipeline). En mer, le transport par bateau ou par canalisation peut être envisagé selon les distances à parcourir et les quantités à transporter.

Pour les besoins de l'industrie pétrolière, le CO₂ est déjà transporté dans des gazoducs à l'état supercritique (à plus de 31° C et sous une pression de 73 bars), ce qui nécessite des installations de compression et d'injection adaptées. Un réseau de 4 000 km de pipelines existe aux États-Unis.

Ces deux modes de transport sont aujourd'hui bien connus des transporteurs, et ne poseraient donc a priori aucun problème en termes de maîtrise technique.

C - Le stockage : une connaissance encore insuffisante des sites potentiels

Une fois capté au niveau des sources d'émissions industrielles, puis transporté en tant que de besoin sur un site de stockage adéquat, le CO₂ peut être ensuite réinjecté dans les couches géologiques profondes.

Il existe aujourd'hui trois grands types de stockage géologique du CO₂ :

- dans les gisements d'hydrocarbures matures,
- dans des aquifères profonds (salins),
- dans les veines de charbon profondes inexploitées.

1 - La situation française

Le stockage géologique de CO₂ sur le territoire français concerne trois bassins²⁶⁷ :

- **Le bassin de Paris**, très étendu, qui pourrait offrir des potentialités importantes de stockage en aquifère. Des études préliminaires ont évalué son potentiel à 26 GtCO₂²⁶⁸. Ce chiffre paraît largement surestimé : il repose sur un corpus limité d'informations géologiques, et ne tient notamment pas compte du comportement réel en pression des unités hydrauliques envisagées pour le stockage. Le projet « France Nord » cherche à identifier les capacités réelles de stockage de CO₂ dans ce bassin.
- **Le Bassin aquitain** qui présente avant tout un intérêt pour le stockage en gisements d'hydrocarbures, dans les sous-bassins de l'Adour et de Parentis. Leur capacité de stockage a été évaluée de l'ordre de 600 Mt CO₂ ; elle est essentiellement constituée par trois gisements : le gisement de gaz de Lacq, les gisements de pétrole de Parentis et, dans une moindre mesure, de Cazeaux. Le potentiel de stockage en aquifère dans ce bassin n'a, en revanche, pas été évalué.

²⁶⁷ Les développements suivants reprennent, pour l'essentiel, les conclusions du rapport final d'octobre 2011 « Lignes de conduite pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO₂ » réalisée dans le cadre de la Convention entre le MEEDDTL et le BRGM n° SU0007803.

²⁶⁸ Bonijoly, D., Barbier, J., et al. (2003) – Feasibility of CO₂ storage in geothermal reservoirs – example of the Paris basin – France. Geological storage of CO₂ from combustion of fossil fuel (GESTCO) – European Union Fifth Programme for Research and Development – Project n° ENK6-CT-1999-00010, 135 p.

Le bassin du Sud-Est qui est caractérisé par une structuration complexe d'un point de vue tectonique. Les études géologiques passées ont porté avant tout sur les aquifères peu profonds, et la connaissance des formations profondes demeure actuellement insuffisante pour apprécier les potentialités de stockage à échelle industrielle. Une variété de configurations pourrait néanmoins se prêter à ces activités : grandes structures plissées, bassins peu déformés, voire injection dans le charbon. De plus, des capacités de stockage pourraient être disponibles offshore sous les fonds de la Méditerranée.

Dans l'état actuel des connaissances, et en comparaison de pays européens comme l'Allemagne ou les Pays-Bas, il convient de constater que la géologie française présente peu de pièges structuraux de grandes dimensions, susceptibles de recevoir des quantités de CO₂ en ligne avec les réductions d'émissions visées. Les investigations pour de grands stockages s'orientent donc plutôt vers des aquifères propices au piégeage hydrodynamique.

En matière d'inventaire, le projet de recherche METSTOR²⁶⁹ (2006-2010), soutenu par l'ADEME, a permis de dégager des premières indications cartographiques relatives aux potentiels de stockage géologique de CO₂ en France. Pour autant, les résultats de ce projet ne s'apparentent pas à un atlas géologique qui dresserait un inventaire détaillé des capacités de stockage dans le sous-sol français.

En 2009, l'administration a demandé au BRGM d'évaluer le coût de l'élaboration d'un atlas des capacités de stockage en s'appuyant sur les données géologiques disponibles. En s'appuyant sur des critères géologiques et techniques existants sans nouvelles acquisitions de données ni intégrations de considérations d'ordres économique, environnementale ou sociologique et en limitant le champ d'étude aux trois bassins cités plus haut, le BRGM évaluait le coût de cette étude à environ 10 M€. À ce jour, les campagnes d'exploration sont menées au cas par cas, à la charge des opérateurs privés, dans le cadre de projets spécifiques.

Etant donné l'arrêt des projets de démonstrateurs CSC sur le sol français tels qu'ULCOS ou France Nord, il n'existe donc pas à ce jour d'études suffisantes permettant d'identifier de façon certaine des zones de stockage adéquates.

Le stockage du CO₂ et l'utilisation du sol sous-sol pour l'exploitation de nouvelles ressources telles que les gaz de schiste semblent a priori compatibles.

²⁶⁹ <http://www.metstor.fr/>

Le stockage de CO₂ visera principalement, en France, des aquifères impropres à la consommation. Il s'agit donc de formations géologiques différentes de celles susceptibles de renfermer du gaz de schiste. Par ailleurs, les formations aptes au stockage de CO₂ s'établissent à des profondeurs moindres (de 700 à 1000 m) que celles susceptibles de renfermer des gaz de schiste. La probabilité d'un site à usage multiple apparaît donc assez faible.

En supposant toutefois qu'un même sous-sol soit propice à ces deux utilisations, il conviendra de faire un choix car l'intégrité du stockage (existant ou futur) pourrait être altérée par les travaux d'exploitation des gaz de schiste (forages traversant la formation de stockage, actions de fracturation pouvant induire des perturbations dans le sous-sol...).

2 - Les conflits d'usage

Si de tels conflits d'usage venaient à exister (dépôt de demandes « concurrentes ») l'arbitrage serait fait par l'administration à l'occasion de l'instruction des demandes de permis exclusifs de recherches pour ces activités distinctes.

Cet arbitrage aurait des conséquences vraisemblablement définitives. En effet, s'il se faisait, pour un site, en faveur du stockage de CO₂, il convient de noter que l'exigence de pérennité qui le caractérise (à la différence d'autres activités minières) constitue une contrainte importante puisqu'elle entraîne un choix d'utilisation définitive de ce sous-sol profond pour ce seul usage. Enfin, si l'arbitrage se faisait en faveur du gaz de schiste, il convient de noter que la conduite de cette activité (sur la base des techniques actuelles) s'opposerait à tout projet futur de stockage géologique de CO₂.

3 - Les risques associés au captage et stockage du carbone

Le principal risque d'un projet de captage et le stockage du carbone (CSC) consiste en une fuite massive de CO₂ lors des différentes étapes du processus impliquant à son tour un risque potentiel pour les populations à proximité immédiate de la zone de fuite, un éventuel dommage environnemental, enfin, le retour dans l'atmosphère des gaz à effet de serre initialement captés.

Si les risques liés au captage et au transport relèvent de problématiques industrielles relativement classiques assez bien connues des acteurs et finalement assez peu différente de celles rencontrées par les installations classées, ceux qui sont liés au stockage entraînent une

problématique différente : ce dernier touche en effet à des questions d'ordre émotionnel - fréquemment rencontrées sur toute question liée à l'enfouissement – et, plus immédiatement, induit des échelles de temps particulièrement longues et donc, un risque d'évolution des conditions initiales.

Assurer la sécurité du stockage consiste à confiner le flux de CO₂ tout en préservant les enjeux humains et environnementaux à court et long terme. La sécurité d'un stockage géologique repose avant tout sur le choix d'un site aux caractéristiques géologiques adéquates. La sécurité et la pérennité du stockage doivent être garanties tout au long de son cycle de vie qui comprend les étapes d'exploitation (injection de CO₂) qui peut durer plusieurs décennies, d'arrêt et de démantèlement, de surveillance post-fermeture d'une durée de 30 ans, et enfin de surveillance à long terme sous la responsabilité de l'État.

a) Phase d'exploitation

L'injection de CO₂ induit des perturbations normales du sous-sol qu'il convient d'anticiper et pour lesquelles il importe de démontrer qu'elles s'inscrivent dans des limites acceptables. Il s'agit par l'exemple de l'augmentation de pression, d'impuretés primaires injectées avec le CO₂ ou encore du déplacement de saumure ou de modification des écoulements (stockage en aquifère) au sein de la formation hôte.

L'un des risques consisterait à ce que ces événements se produisent dans des proportions anormales ou conduisent à des événements inattendus. Des exhaures d'eau aux affleurements, l'altération d'eau douce par des saumures ou encore des perturbations sur d'autres activités du sous-sol (stockage de gaz naturel...) pourraient par exemple être observées. La prédiction de l'évolution du CO₂ au cours du temps couplé à la surveillance du site de stockage permet de détecter et de se prémunir de ces situations qui cessent lorsque cessent les injections.

L'autre risque, plus intuitif, est celui de la fuite du flux de CO₂ injecté, soit vers d'autres formations du sous-sol (y compris des nappes d'eau, éventuellement potabilisables, surjacentes à la couverture de stockage) soit à l'atmosphère. Ces événements peuvent être diffus tels que la fuite de CO₂ par le biais d'une faille (qui aurait pu être réactivée par la modification des conditions mécaniques du sous-sol ou par de la sismicité induite au sein de la formation) ou encore par le biais d'un ouvrage de type puits, qu'il s'agisse d'un puits d'injection ou d'un puits historique normalement abandonné. Ces événements peuvent également être plus flagrants et brutaux, en l'occurrence un phénomène accidentel de type puits éruptif.

Outre la présence du CO₂, les conséquences de ces phénomènes non souhaités peuvent être majorées par la présence de substances injectées conjointement avec le CO₂ ou de substances propre à la formation de stockage et mobilisées par le CO₂ par réaction chimique (milieu acide).

b) Phase de surveillance post fermeture

Au cours de cette phase, alors que le flux de CO₂ injecté tend vers un état de sécurité à long terme compte tenu de la relaxation naturelle des déséquilibres les plus puissants induits par le stockage, la nature des risques reste liée aux situations de « fuite » diffuse, et éventuellement plus massive de CO₂, vers d'autres compartiments du sous-sol ou encore vers l'atmosphère ou encore des éventuelles conséquences de la perturbation de l'équilibre géochimique de l'aquifère salin profond.

À nouveau, le choix de la formation de stockage, l'acquisition de données géologiques tout au long de la phase d'exploitation, la surveillance qui perdure pendant cette phase post-fermeture doit permettre de détecter des dérives et de prendre des mesures correctives appropriées.

c) Phase de surveillance à long terme

La phase de surveillance à long terme peut débuter dès lors que l'opérateur est en capacité de démontrer la conformité de l'évolution du CO₂ injecté avec les modèles géologiques, l'absence de fuites détectables et enfin l'évolution effective du CO₂ injecté vers la stabilité à long terme.

Au cours de cette phase, pour laquelle la surveillance est réduite, les chemins de fuite possibles, préférentiellement diffus, tiendraient plus particulièrement à l'altération des puits, par exemple du fait de l'action corrosive du CO₂ sur les matériaux constitutifs de ces derniers.

Même si ce risque a été pris en compte lors du choix du site, des séismes pourraient également altérer l'intégrité du site et induire des fuites de CO₂.

Enfin, il convient de considérer, malgré les dispositions administratives prévues, que la mémoire d'un site de stockage peut être perdue.

Au total, l'évaluation de la gravité et de la probabilité de ces événements est propre à chaque site et ne saurait être évaluée ex ante. On

peut toutefois remarquer que les puits, qui mettent en communication la formation de stockage avec l'atmosphère après avoir traversés les formations géologiques surjacentes, constituent l'un des points faibles d'un site de stockage, quelle que soit la phase de vie considérée.

L'évaluation des risques sur laquelle repose l'autorisation d'exploiter un site de stockage n'est pas figée mais dynamique. Elle fait l'objet d'une réévaluation permanente par l'opérateur et par l'État au regard des informations et de l'expérience accumulée au cours du processus de stockage. Aussi, alors que le potentiel de danger pourrait augmenter conjointement avec les quantités de CO₂ injectées, il convient de noter que le risque et son incertitude ne suivent pas la même pente croissante.

Le sujet de l'évaluation des risques génériques et particuliers des stockages de CO₂ a fait et fait l'objet de travaux importants pilotés par le MEDDE, en s'appuyant en particulier sur les établissements publics compétents (BRGM et INERIS en premier lieu)²⁷⁰ : recherche, outils concrets d'évaluation et de prévention des risques d'un projet, encadrement réglementaire au sein du code de l'environnement (transposition de la directive européenne).

III - Le coût

Parmi les trois principaux maillons de la chaîne CSC, celui du captage représente à lui seul environ 70 % du coût total des installations.²⁷¹

A - Le coût du captage

L'efficacité des installations et donc leur taux de captage dépend de différents paramètres dont la concentration de CO₂ dans les flux desquels il est séparé. En matière d'efficience, toutes les voies de captage

²⁷⁰ Cf. notamment l'analyse des risques menée par l'INERIS pour un stockage de CO₂ en aquifère salin (Rapport d'étude 01/12/2010 DRS-10-100887-12219A, in : <http://www.ineris.fr/centredoc/fiche-stockage-co2-def.pdf>

²⁷¹ Au-delà des réponses des parties prenantes consultées, ce développement s'appuie principalement sur l'étude réalisée en 2012 par la ZEP (Zero Emission Platform) intitulée : « The costs of CO₂ capture, transport and storage. Post demonstration CCE in the EU, 2012. Fondée en 2005, la ZEP ou plateforme technologique européenne Zéro Emission rassemble des entreprises concurrentes, des organisations non gouvernementales comme le WWF ainsi que des instituts de recherche sur la technologie du captage et stockage du carbone.

entraînent une surconsommation énergétique, dite également « pénalité énergétique », qui pour une centrale à charbon type peut atteindre jusqu'à 30 %.

Figure 13: CO₂ avoidance costs for possible plants commissioned in the mid 2020s – the price of EUAs required to justify building CCS projects vs. a plant without CCS from a purely economic point of view (calculated on the same basis as Figure 12)

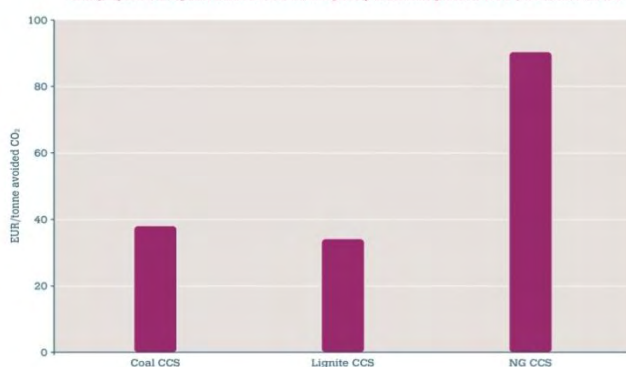


Figure 87. Le coût du captage pour des installations en service d'ici environ 10 ans. Source ZEP

Chiffrer précisément le coût du captage est une entreprise délicate, celui-ci dépendant largement des types d'installations. Selon le rapport de la ZEP (cf. schéma n° 1 supra), ce coût pourrait néanmoins être aujourd'hui évalué autour de 37 €/t pour une centrale à charbon, à 34 €/t pour une centrale de lignite, et autour de 90€/t pour une centrale à gaz. Ce coût dépend néanmoins également du combustible utilisé, le procédé du captage étant, comme indiqué, très consommateur d'énergie.

B - Le transport : un coût maîtrisé

Afin d'évaluer les coûts, l'étude de la ZEP distingue deux niveaux de développement distincts : celui de démonstration (2,5 MtCO₂/an associé généralement à un émetteur unique et donc à des moyens de transport non partagés) et celui de développement à plus grande échelle (20 MtCO₂/an qui canalise au sein des mêmes infrastructures de transport les émissions de plusieurs gros émetteurs).

Table 1: Cost estimates (in €/t CO₂) for commercial natural gas-fired power plants with CCS or coal-based CCS demonstration projects with a transported volume of 2.5 Mtpa

Distance km	180	500	750	1500
 Onshore pipeline	5.4	n. a.	n. a.	n. a.
 Offshore pipeline	9.3	20.4	28.7	51.7
 Ship	8.2	9.5	10.6	14.5
 Liquefaction (for ship transport)	5.3	5.3	5.3	5.3

Figure 88. Estimation du coût (€/tCO₂) du transport pour divers projets de démonstration (2,3Mt/CO₂/an) en fonction de la distance parcourue. Source : ZEP

Table 2: Cost estimates for large-scale networks of 20 Mtpa (€/tonne CO₂). In addition to the spine distance, networks also include 10 km-long feeders (2*10 Mtpa) and distribution pipelines (2*10 Mtpa)

Spine Distance km	180	500	750	1500
 Onshore pipeline	1.5	3.7	5.3	n. a.
 Offshore pipeline	3.4	6.0	8.2	16.3
 Ship (including liquefaction)	11.1	12.2	13.2	16.1

Figure 89. Estimation du coût (€/tCO₂) du transport pour différentes projets de démonstration (20Mt/CO₂/an) en fonction de la distance parcourue. Source : ZEP

Sans surprise, le développement d'une installation de transport dédiée et de capacité modeste s'avère le plus coûteux. Pour un transport par canalisation terrestre (onshore), portant sur une quantité inférieure ou égale à 2,5MtCO₂/an, le coût serait ainsi de 5,4 €/tCO₂ pour une distance de 180 km. Il passe en revanche à 1,5€/t pour un projet de grande taille (20Mt/Co₂/an).

En offshore, des distances plus grandes sont considérées. Le coût de transport est proportionnel à la distance parcourue, il va de 9€/t pour 180 km à 52€/t pour 1500 km pour un projet de démonstrateur (2,5Mt/an), ce coût passant respectivement à 3,4 et 16,3€ pour un projet à

grande échelle. Dans les mêmes conditions et sur les mêmes distances, le coût de transport par bateau, du CO₂ sous forme liquide, s'établit de 13 à 20 €/t (transport et liquéfaction nécessaire) pour un petit projet, ce coût diminuant d'environ 20% pour une quantité de 20Mt/an.

Au-delà de ces chiffres, on estime aujourd'hui qu'une mutualisation des installations permet de diviser par trois le coût de transport par canalisation.

Les coûts de transport par bateaux sont quant à eux sensiblement identiques. Cette réduction des coûts de transport par canalisation n'est toutefois atteinte que lorsque les installations sont utilisées à pleine capacité, ce qui peut potentiellement prendre du temps en fonction des délais nécessaires au raccordement des différents émetteurs concernés.

Enfin, il convient de noter que la réduction des coûts par la mutualisation des efforts d'investissements nécessite la présence d'un coordinateur central, rôle que, selon le BRGM et le MEDDE, pourrait jouer l'État.

C - Le stockage : une forte variation du coût selon les sites²⁷²

Selon les estimations de la ZEP, les coûts globaux de stockage dépendent principalement de trois éléments :

- la nature de la formation exploitée (gisement épuisé d'hydrocarbures ou aquifère),
- la localisation (onshore ou offshore)
- l'existence de puits réutilisables pour injecter le CO₂.

Ainsi, le coût de stockage peut varier d'un facteur 5 entre l'option la plus économe à 3€/t - pour un stockage onshore en gisement d'hydrocarbures épuisé s'appuyant sur des puits existants - et l'option la plus dispendieuse à 14-15 €/t pour un stockage offshore en aquifère pour lequel des puits d'injection sont à réaliser.

²⁷² Dans les hypothèses décrites ci-dessous, les coûts de stockage incluent également les coûts de surveillance pendant la phase opérationnelle.

Figure 19: Storage cost per case, with uncertainty ranges; purple dots correspond to base assumptions



²⁷⁰ www.ieagreen.org.uk
²⁷¹ www.geology.cz/geocapacity
²⁷² In the commercial phase

Figure 90. Le coût du stockage. Source : ZEP

L'étude nous montre par ailleurs que ces estimations sont plus particulièrement sensibles à la capacité de la formation de stockage (plus la capacité est grande et plus les coûts sont faibles), à l'injectivité des puits ou encore à la profondeur d'injection.

Alors que cette analyse fournit des tendances, il convient avant tout de considérer que les coûts de stockage dépendent largement du site. Par ailleurs, en raison d'un manque d'expérience pratique à grande échelle, ces estimations restent entachées d'une incertitude particulièrement grande, seule une étude approfondie d'un site considéré permettant in fin de conclure ou non à la faisabilité du projet.

D - Les freins du développement

Les freins au développement des projets CSC résident principalement dans l'importance de leur coût au regard de la faiblesse du prix du carbone et dans les difficultés liées à son acceptabilité.

1 - Un prix du carbone insuffisant

La faiblesse du coût du carbone et l'absence de dispositif incitatif suffisant hypothèquent pour l'heure le développement des projets CSC

Selon les estimations de la ZEP²⁷³, les points d'équilibre de la rentabilité de l'utilisation de projets CSC pour des installations de type centrale à charbon ou à gaz faisant l'objet d'un projet de captage/stockage

²⁷³ Cf. schéma suivant : « le coût total du carbone évité pour des projets intégrés de CSC ».

onshore²⁷⁴, et utilisant pour l'heure l'une des trois grandes technologies disponibles (pré-, post- et oxycombustion) supposent, selon les scénarios retenus (prix du combustible, coût du stockage) un prix du carbone situé entre environ 40-55 €/t pour projet de centrale à charbon et entre 80-110 €/t pour un projet sur une centrale à gaz (cf. la figure ci-dessous).

Figure 10: Total CO₂ avoidance costs for integrated CCS projects – the price of EUAs required to justify building CCS projects vs. a plant without CCS from a purely economic point of view.

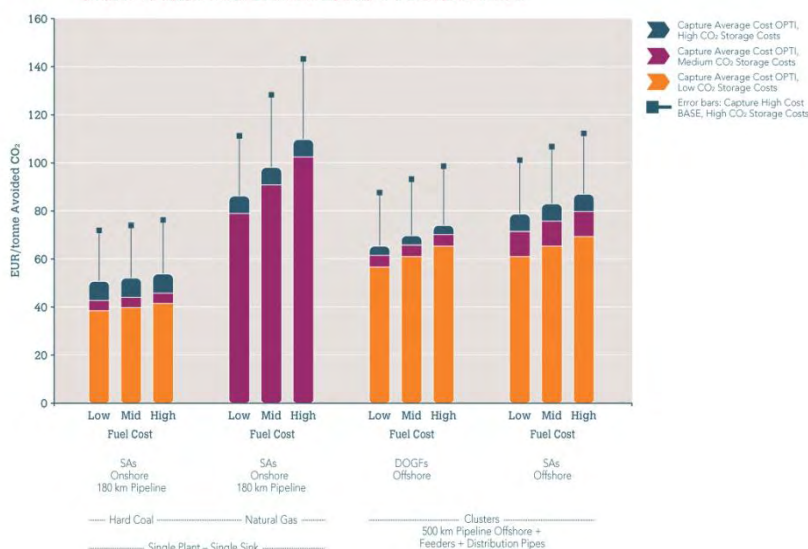


Figure 91. Le coût total du carbone évité pour des projets intégrés de CSC. Source : ZEP

Malgré les incertitudes qui entourent aujourd'hui de telles estimations, l'ordre de grandeur obtenu indique toutefois clairement le caractère non rentable des projets de CSC dans les seules conditions actuelles de marché.

2 - La faiblesse du soutien public

L'absence de soutien public autre qu'européen pèse sur le développement du CSC et pose clairement la question d'un choix dans l'utilisation des subventions publiques.

Les dépenses publiques de la France sur la technologie du CSC se sont à ce jour essentiellement limitées à des contributions de l'ADEME et

²⁷⁴ Les estimations données par la ZEP supposent une distance de transport d'environ 180kms.

de l'Agence Nationale de la Recherche pour un total d'environ 80 M€ (cf. le tableau suivant).

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 Energétique et réduction des émissions de CO ₂ des systèmes industriels EESI (2009 - 2010) * Systèmes Energétiques Efficaces et Décarbonés SEED (2011 - 2013)
	Investissements d'Avenir	IEED Geodenergies	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		

Figure 92. Les financements publics à la technologie du captage/stockage du CO₂. Source. direction générale de l'énergie et du climat (DGECL)

Le Paquet Energie Climat prévoyait en outre la mise en place d'une enveloppe européenne de subventions, prélevée sur la réserve « nouveaux entrants » et financée par la vente anticipée de 300 millions de quotas. Le produit de cette vente était destiné²⁷⁵ au lancement de projets de captage/stockage et d'énergies renouvelables innovantes. 200 millions de quotas ont été ainsi monétisés par la BEI pour un montant d'environ 1,2 milliard d'euros afin de financer les projets retenus à l'issue du premier appel à projets lancé par la commission en 2012 et dont la liste a été publiée le 13 décembre 2012. En l'absence de projets de captage/stockage, la totalité du montant de cette première vente a finalement financé en totalité des projets de biotechnologies, de biocarburants ou encore des projets d'éoliennes flottantes.

²⁷⁵ Cf. la décision 670/2010.

Le 3 avril 2013, la Commission européenne a lancé un second appel à projet destiné, comme lors du premier appel, aux projets de démonstration commerciale de techniques de captage/stockage et aux projets de démonstration de technologies innovantes liées aux énergies renouvelables. Celui-ci s'est clôt le 3 juillet sans toutefois apporter de changement significatif dans la mesure où, sur les 33 projets proposés, un seul, situé en Grande Bretagne, concerne un projet de captage qui devrait être financé par le reliquat du premier appel d'offre et le produit de la vente des 100 millions de tonnes restant de la RNE.

Pour l'heure, cette source potentielle de financement constitue le seul financement public d'importance qui, toutefois, en l'absence de projet français, ne devrait profiter qu'au seul projet présenté et retenu lors du second appel d'offre.

Ce relatif échec des deux appels d'offre RNE pour le développement du CSC pose clairement la question du financement public de cette technologie qui, en l'absence d'un prix significatif du carbone, reste trop coûteuse pour inciter le secteur privé à y investir seul, la faiblesse des aides extérieures et, particulièrement, nationales, contribuant à expliquer les difficultés économiques rencontrées par cette technologie. Cette absence a conduit l'AIE dans sa dernière « feuille de route technologique » consacrée au CSC, à pousser les pouvoirs publics à développer des incitations financières suffisantes pour créer un effet de levier et permettre l'émergence d'une technologie, à ses yeux, indispensable pour réussir à réduire de façon significative les émissions mondiales²⁷⁶.

Certains États comme le Royaume Uni, ont en revanche décidé d'accorder au CSC une place importante dans la construction de leur futur modèle énergétique. En avril 2012, la Grande Bretagne a ainsi mis en place une feuille de route dédiée au déploiement du CSC sur son territoire et annoncé accorder l'équivalent d'1,1 milliards d'euros de subventions au développement de projets de captage/stockage sur son sol. En outre, 125 M£ sont également prévus au titre de divers programmes de recherche. Enfin, une task force est chargée de travailler à une réduction rapide de ses coûts.²⁷⁷

²⁷⁶ IEA : Technology roadmap, Carbon capture and storage, 2013 edition.

²⁷⁷ CCS Roadmap: Supporting deployment of Carbon Capture in the UK, Apr. 2012.

3 - Un choix de politique énergétique : la question de la subvention aux Energies renouvelables vs. Captage/stockage

Le choix de développer des projets de captage/stockage renvoie aujourd'hui à la question de l'utilisation des subventions publiques en faveur des différentes solutions énergétiques qui composent l'enveloppe du Paquet Energie Climat. Sans une aide substantielle des pouvoirs publics, le développement du CSC en Europe – abstraction faite des questions liées à l'acceptabilité de ce type de projet – paraît voué aux plus grandes difficultés. La volonté de mettre en œuvre cette technologie implique donc – encore une fois sur le seul plan économique - une réflexion sur l'utilisation actuelle des subventions qui sont accordées aux différents types de technologies sobres en carbone dont certaines, comme le solaire ou l'éolien, dégagent des coûts de production qui peuvent se révéler sensiblement supérieurs.

Sur ce point, la ZEP a estimé le coût de l'électricité produite par des centrales équipées de CSC entre environ 80 et 85 €/MWh pour une centrale à charbon/lignite de nouvelle génération et entre 90 et 100 €/MWh pour une centrale à gaz, (cf. figure n° 7 ci-dessous) :

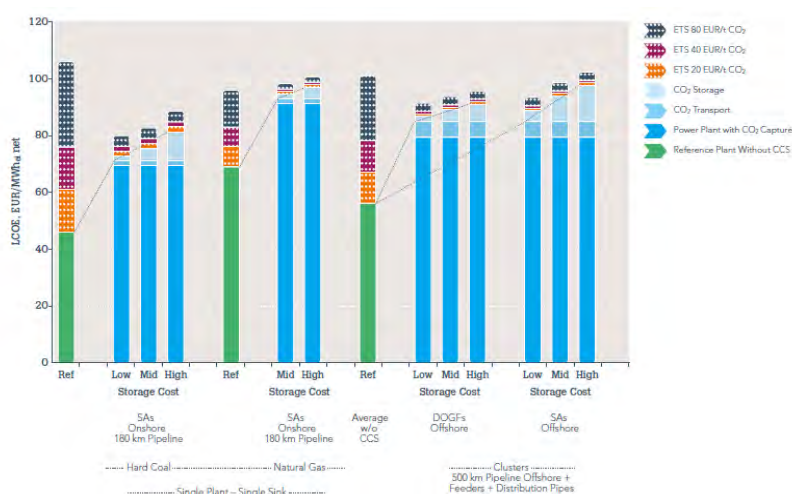


Figure 93. Le coût total de l'électricité (LCOE) pour des projets de CSC (barres bleues) comparées à des installations sans CSC (barres vertes) prenant en compte différents prix de stockage et avec une hypothèse d'un coût moyen du combustible. Source ZEP

Ce schéma ne prend toutefois en compte que les projets « individuels » ou simples (un projet/un puits de stockage). Le coût de

projets « mis en commun » (« clusters ») entraînent, en principe, des coûts inférieurs.

Dans une autre étude, certes conduite par Alstom, le coût total du CSC - tout type de projet inclus - apparaît compris entre environ 65 € et 120 €/MWh, avec une moyenne située à 86 € (cf. ci-dessous).

Il est à noter que, si la rentabilité d'un projet CSC sur une centrale à gaz suppose un prix du carbone très supérieur à celui d'un projet identique sur une centrale à charbon, le coût total moyen de l'électricité produite par une centrale à gaz dotée d'un projet de CSC reste inférieur à celui d'une centrale à charbon en raison d'une structure de coût très différente et notamment d'un OPEX très inférieur à celui d'une centrale charbon.

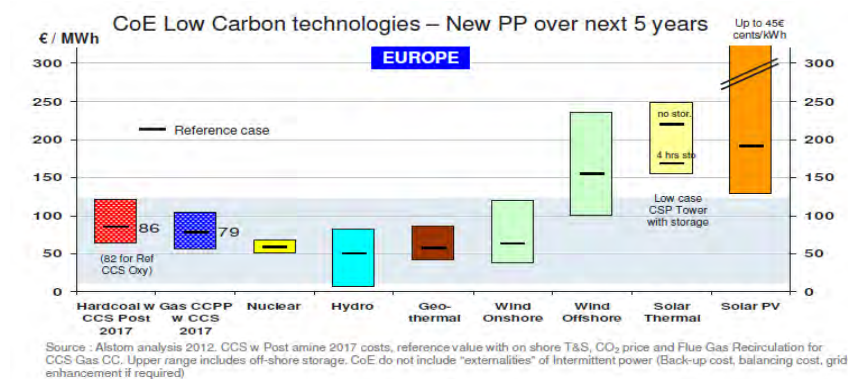


Figure 94. Coût moyen de production de l'électricité en fonction des technologies utilisées. Source : Alstom

Sur un strict plan économique et au regard de ces seules études, le prix de revient de l'électricité produite par des centrales à énergie fossile dont l'essentiel des émissions seraient ainsi captées apparaît en finale dans la moyenne basse de l'ensemble des technologies, une fois mis en regard de ceux constatés sur des technologies comme l'éolien offshore ou, plus encore sur le solaire thermique et photovoltaïque qui entraînent, selon le rapport de la Cour des Comptes sur les Energies Renouvelables, des coûts très supérieurs compris, pour ces trois dernières catégories entre 100 € et 350 voire 400 €/MWh.

Il conviendrait toutefois de prendre également en compte, dans cette approche, le coût supplémentaire généré par les importants besoins en électricité du dispositif de captage.

Au total, si d'autres études paraissent nécessaires pour confirmer ces constatations, il semble aujourd'hui pertinent d'intégrer cet élément

de coût complet/efficacité à l'heure où la Commission entend dresser un premier bilan de son Paquet Energie Climat et où la France entame son débat sur la Transition Energétique.

4 - La grande méfiance du public sur la question du stockage

Les acteurs de la filière mais aussi l'ADEME ou l'AIE reconnaissent que le stockage du carbone rencontre la méfiance d'une large part de l'opinion publique. Plusieurs raisons peuvent être évoquées : les peurs engendrées par la thématique de l'enfouissement de produits nocifs, au même titre que tous les déchets industriels ou, de façon plus raisonnée, la crainte liées aux risques de fuites carbone lors des différentes phases du processus.

Le cas « pilote » de Lacq

L'information, le dialogue et la transparence paraissent essentiels à l'accompagnement de toute opération de stockage, y compris en quantité limitée dans le cadre de campagne de caractérisation de formations géologiques.

En matière d'information et de concertation avec le public, il convient de distinguer les démarches obligatoires, prévues par le code de l'environnement, de celles que l'opérateur met éventuellement en œuvre dans le cadre d'une démarche volontaire.

Ainsi, l'instruction de la demande d'autorisation relative à l'ensemble des activités de captage, transport et injection, telle que déposée par TEPF France le 30 avril 2008, a donné lieu, conformément à la réglementation en vigueur, à l'organisation d'une enquête publique. Cette enquête publique, organisée du 21 juillet au 22 septembre 2008, a été ordonnée par l'arrêté préfectoral du 24 juin 2008.

Quinze jours avant l'ouverture de cette enquête, et conformément aux dispositions en vigueur (article L.123-7 du code de l'environnement), le public a été informé de l'organisation de cette enquête par voie d'affichage dans les communes concernées ainsi que par la publication de l'avis d'enquête dans deux journaux locaux.

Enfin, l'avis des conseils municipaux des communes environnantes, celui des conseils de la communauté de commune de Lacq et de la communauté d'agglomération de Pau Pyrénées ont été sollicités et pris en compte dans le cadre de l'instruction de la demande déposée par TEPF France.

En complément de la procédure de participation du public décrite ci-dessus, un arrêté préfectoral en date du 30 avril 2008 a institué une Commission Locale d'Information et de Suivi (CLIS) dédiée au pilote de captage et d'injection. Cette commission, présidée par un élu, a pour objet de promouvoir l'information du public sur les problèmes posés en ce qui concerne l'environnement et la santé humaine.

Les membres de cette CLIS regroupaient : TEPF France, industriel porteur du projet ; une association de riverains et deux associations de protection de l'environnement ; les représentants des salariés de la filiale française de Total ; les élus ; l'État.

Cette commission, toujours active malgré l'arrêt des injections, s'est réunie plus de dix fois en trois ans. Elle a notamment diligenté en octobre 2008 la réalisation d'un sondage auprès de la population locale. Ce sondage, réalisé par la société APESA, constitue aujourd'hui le seul sondage public connu en France en matière de captage et de stockage de CO₂.

En complément de ces dispositions prévues par la loi, décidées par le préfet ou demandées par la CLIS, Total a également conduit plusieurs actions, telles que la réalisation d'une étude visant à identifier les acteurs potentiellement concernés par le projet et à recueillir leurs sentiments, l'organisation de réunions publiques d'information ou encore l'organisation de visites de site.

Alors que le processus d'échange se poursuit, il semble que ce projet se soit, au total, déroulé dans des conditions raisonnablement bonnes. Il est à noter qu'une association locale (l'association des coteaux du Jurançon), relayée par une association nationale (France Nature Environnement) s'est constituée contre ce projet. Des actions judiciaires ont été engagées par cette association : un recours a été rejeté par le Tribunal Administratif de Pau en 2012 ; le dossier est à ce jour en appel à Bordeaux. Des courriers ont également été adressés à la Commission européenne dans lesquels l'association a « dénoncé » l'illégalité de ce projet au regard du droit communautaire.

Il convient toutefois de rappeler que le projet de Lacq restait avant tout un projet de recherche impliquant à ce titre des injections de CO₂ inférieures à 100000t/Co₂, Total ne disposant pas d'un permis d'un stockage. Un projet de taille industriel entraînant le stockage de dizaines de millions de tonnes pourrait générer d'autres réactions dont il est difficile, à ce stade de préjuger.

À titre d'exemple, des études d'opinion menées dans le cadre du projet « ULCOS » auraient, selon le Ministère de l'Ecologie, montré une perception globale plutôt favorable du projet, qui pourraient s'expliquer par la préservation d'emplois locaux et le maintien de la compétitivité d'industries régionales. Le volet stockage géologique du CO₂ du projet resterait néanmoins un sujet sensible et l'objet de nombreuses interrogations sur les risques associés.

5 - La question des responsabilités financières accompagnant la cession de sites de stockage

L'article 18 de la directive 2009/31/CE impose à tout opérateur de site de stockage une durée minimale de 20 ans après la fermeture de ce site avant un possible transfert de responsabilité aux autorités compétentes. Cette période a été portée à 30 ans par le texte de transposition français.

Durant toute la durée de l'exploitation (pré et post-fermeture) l'exploitant doit apporter une garantie financière, qui, demandée lors du permis de stockage, « est valable et effective avant le commencement de l'injection » (directive 2009/31/CE, art. 19). En outre, lors du transfert de responsabilité l'exploitant doit mettre une contribution financière à disposition de l'autorité compétente, notamment afin de couvrir les coûts supportés par cette autorité après ce transfert, cette contribution devant permettre de couvrir « au moins le cout prévisionnel de la surveillance financière pendant une période de trente ans » (art.20).

Ce montant, aujourd'hui impossible à définir ex ante, sera calculé au cas par cas.

Toutefois, cet engagement d'un opérateur privé sur une période de 60 ans a jusqu'ici soulevé d'importantes réticences, ce temps ne correspondant pas, selon certains représentants du secteur, à l'horizon de l'entreprise.

E - Conclusion : la pertinence du CSC

1 - La mise en place de projets de CSC devrait s'inscrire dans une réforme d'ensemble du paquet Energie climat et en particulier du Système communautaire d'échange de quotas

Les émissions européennes se sont montées en moyenne sur la période 2008-2012 à 1,9 milliards de tonnes. Une réduction dans des proportions semblables à celles envisagées à terme par l'AIE grâce à l'usage du CSC, soit environ 20% des émissions, représenteraient l'équivalent d'environ 400 MtCO₂. Une telle ponction sur l'effort demandé au SCEQE en l'absence de réforme du montant du plafond des quotas risquerait de porter un nouveau coup au marché européen du carbone.

Tout déploiement significatif du CSC en Europe devrait prendre en compte ce facteur.

Ce constat ne fait ainsi que renforcer la nécessité a priori d'une refonte du Paquet Energie Climat et d'une meilleure prise en compte de la cohérence de ses différentes composantes entre elles (cf. également les analyses complémentaires de l'annexe consacrée au SCEQE sur la cohérence du Paquet Energie Climat).

2 - Le CSC : un usage pertinent pour la France ?

Il n'existe pas de taille minimum requise proprement dite pour garantir une mise en œuvre efficace et efficiente du CCS, même si logiquement, les installations de dimensions importantes restent ciblées pour compenser les coûts d'investissement élevés et atteindre un coût acceptable par tonne de CO₂ évité. La directive 2009/31/CE traitant du stockage géologique de CO₂ établit un premier seuil à 100 000 t CO₂/an pour distinguer les projets de recherche des installations à caractère commercial. Dans le cadre du fonds européen NER 300, qui vise le financement de projets commerciaux de démonstration de CCS, les seuils de capacité minimale ont été fixés à 500 000 t CO₂/an pour les applications industrielles et 250 MW pour la production d'électricité

(avec un taux de captage d'au moins 85%). En première approche, un seuil minimum de 500 kt CO₂ / an peut être considéré comme ordre de grandeur pour la mise en œuvre commerciale du CCS.

Suivant l'inventaire des installations françaises actuellement soumises à l'ETS, en 2011 environ 50 installations se situent actuellement au-dessus du seuil de 500 kT CO₂ /an pour un total d'émissions de CO₂ avoisinant 70 millions de tonnes, soit environ 20% des émissions de CO₂ en France liées aux activités humaines. Les installations en question concernent notamment les secteurs de la sidérurgie, de la production d'électricité fossile, du raffinage et de l'industrie chimique.

Au regard du seul niveau de prix du carbone nécessaire à la rentabilité d'un projet CSC, le choix d'investir dans cette technologie semble peu soutenable. Toutefois, il apparaît souhaitable de pouvoir envisager la future feuille de route énergétique française en pleine connaissance de cause. À l'évidence, les subventions européennes, en l'état actuel du marché du carbone, seront insuffisantes pour aider à l'émergence de plus d'un ou deux projet de CSC²⁷⁸ alors que la directive en envisageait douze en 2009. Le choix de la France de subventionner cette technologie lui appartient aujourd'hui, la Grande Bretagne ayant clairement opté pour le CSC et l'Allemagne semblant au contraire s'en éloigner au seul profit des énergies renouvelables. Ce choix comprend plusieurs paramètres dont le coût et l'acceptabilité constituent les principaux, sans oublier toutefois l'enjeu climatique :

- l'acceptabilité demeure une question difficile qui, si le choix en faveur du CSC est arrêté, nécessitera d'importants efforts de concertation ;
- la question du coût paraît aujourd'hui faussée : en effet, au seul chapitre des projets de CSC sur des centrales à énergie fossile, il conviendrait de pouvoir comparer, sur un strict plan économique, le coût des différentes technologies à disposition. Or, il apparaît en première analyse que le coût de l'électricité généré aujourd'hui par des centrales avec CSC reste très inférieur à celui de certaines technologies d'énergies renouvelables (principalement l'éolien offshore et le solaire). Ce coût pour le consommateur ne doit pas être oublié ;
- l'atout que représente le CSC dans la lutte contre le changement climatique ne doit pas être perdu de vue : en l'état

²⁷⁸ Pour mémoire, le projet ULCOS nécessiterait une enveloppe de 265 M€ qu'il convient de comparer aux 100 millions de tonnes qui doivent être mises aux enchères pour financer le second appel d'offres de la NER 300 alors que le prix du quota était, début juin 2013, inférieur à 4 €/t.

actuel de son mix énergétique, de ses habitudes de consommation et de ses progrès en matière d'efficacité énergétique l'Europe aura les plus grandes difficultés à atteindre une division par quatre de ses émissions en 2050. La contribution du CSC comme technologie de transition destinée à réduire les émissions paraît dès lors indéniable. En effet, le captage/stockage représente une technologie unique pour réduire de façon presque totale les émissions d'industries fortement émettrices comme la sidérurgie, la production de ciment et le raffinage pour le traitement desquelles peu d'alternatives technologiques de réduction drastique existent à ce jour ;

- en outre, cette technologie pourrait également permettre de maintenir une production fossile sans émissions alors que celle-ci s'avère pour l'heure indispensable pour compenser l'intermittence des énergies renouvelables, tout au moins en l'état actuel des techniques et des perspectives de court terme.

Si le panorama des installations émettrice françaises rend donc dans l'immédiat ce choix moins évident pour la France, il convient toutefois de s'interroger sur les conséquences qu'impliquerait un abandon total de cette technologie alors que de nombreux pays extra européens s'engagent dans cette voie, que de nombreux secteurs nationaux (tels la sidérurgie) pourraient trouver là un nouveau souffle et que l'industrie française compte plusieurs leaders de cette technologie sur ce marché.