



*Liberté • Égalité • Fraternité*

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

PREMIER MINISTRE



Centre  
d'analyse  
stratégique

N° 16 - 2009

# La valeur tutélaire du carbone

Rapport de la commission  
présidée par Alain Quinet

# La valeur tutélaire du carbone

Alain Quinet, *président de la commission*

Luc Baumstark, *rapporteur général*

Joffrey Célestin-Urbain, *rapporteur*

Hervé Pouliquen, *rapporteur*

Dominique Auverlot, *coordonateur*

Christine Raynard, *coordinatrice*

2009



Réalisation :  
AWS Édition

«En application de la loi du 11 mars 1957 (art. 41) et du code de la propriété intellectuelle du 1<sup>er</sup> juillet 1992, complétés par la loi du 3 janvier 1995, toute reproduction partielle ou totale à usage collectif de la présente publication est strictement interdite sans autorisation expresse de l'éditeur. Il est rappelé à cet égard que l'usage abusif et collectif de la photocopie met en danger l'équilibre économique des circuits du livre.»

© La Documentation française - Paris, mars 2009  
ISBN : 978-2-11-007482-9

# TOME 1

## La valeur tutélaire du carbone

Rapport de la commission présidée par Alain Quinet

---

# TOME 2

## Exercices de modélisation et contributions

Simulations réalisées avec le modèle GEMINI-E3  
pour la détermination de la valeur carbone  
*Alain Bernard et Marc Vielle*

Trajectoires de prix du carbone calculées avec le modèle IMACLIM-R  
*Renaud Crassous*

Scénarios d'émission pour les chroniques de la valeur tutélaire du carbone  
*Patrick Criqui, Silvana Mima et Alban Kitous*

Analyse des résultats des modèles  
*Hervé Pouliquen*

*Hotelling or not Hotelling?* Comment calibrer la valeur tutélaire  
de la tonne de gaz à effet de serre de 2010 à 2050 ?  
*Olivier Godard*


Réflexions sur la trajectoire de la valeur socioéconomique du carbone  
et sur son usage dans le calcul économique  
*Joël Maurice*

La valeur du carbone : niveau initial et profil temporel optimaux  
*Katheline Schubert*

Prix de référence du CO<sub>2</sub> et calcul économique  
*Dominique Bureau*

La dynamique de la valeur carbone dans un cadre incertain  
*Christian Gollier et Luc Baumstark*

# TOME 1



## La valeur tutélaire du carbone

Rapport de la commission présidée par Alain Quinet



## Introduction et principales conclusions

Le Grenelle de l'environnement a réaffirmé l'engagement français dans la lutte contre le changement climatique et proposé à cet effet un nouveau programme d'investissements, d'incitations financières et fiscales et de transformations institutionnelles. Le Président de la République, dans son discours de clôture, a notamment annoncé que « tous les projets publics, toutes les décisions publiques seront désormais arbitrés en intégrant leur coût pour le climat, leur coût en carbone ».

La valorisation monétaire des émissions de CO<sub>2</sub> actuellement retenue pour évaluer la rentabilité des investissements publics résulte des travaux de la commission « Transports : choix des investissements et coût des nuisances » présidée par Marcel Boiteux. Cette commission avait recommandé en 2001 de retenir une valeur de référence du CO<sub>2</sub> de 27 euros la tonne (correspondant à une valeur du carbone de 100 euros la tonne<sup>1</sup>). Cette valeur, exprimée en euros 2000, sert aujourd'hui essentiellement à l'évaluation des choix d'infrastructures de transports, dans le cadre de l'instruction des 25 mars 2004 et 27 mai 2005 du ministère en charge de l'Équipement.

Début 2008, le Premier ministre, sur proposition du ministre d'État, ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire (MEEDDAT), a demandé au secrétaire d'État chargé de la Prospective, de l'Évaluation des Politiques publiques et du Développement de l'Économie numérique de proposer une nouvelle valeur du carbone pour l'évaluation des choix d'investissements publics et, plus généralement, pour l'évaluation environnementale des politiques publiques.

Pour répondre à cette demande, le Centre d'analyse stratégique a réuni une commission composée de représentants des partenaires économiques et sociaux et des organisations environnementales, d'économistes de l'université et du CNRS, de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'OCDE, de la

---

1 – On passe de la valeur du carbone à la valeur de la tonne de CO<sub>2</sub> en appliquant un coefficient de 3/11.

Caisse des dépôts, de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), ainsi que de représentants du MEEDDAT et du ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi. La valeur du carbone recommandée dans le présent rapport est le fruit d'un compromis entre ces différents participants<sup>1</sup>.

## 1. L'évolution du contexte international depuis 2001 conduit aujourd'hui à réévaluer la valeur du carbone recommandée par le rapport Boiteux

### Premier élément : le cadre scientifique et politique s'est précisé

Depuis 2001, les travaux scientifiques portant sur le changement climatique ont permis de progresser dans la compréhension des liens entre activités humaines, émissions de gaz à effet de serre et probabilités d'augmentation des températures et des perturbations climatiques. Les publications du GIEC (Groupe intergouvernemental d'experts sur le climat), notamment, ont largement contribué à affiner et à diffuser l'expertise scientifique et socioéconomique sur le climat.

Dans le même temps, le cadre politique s'est précisé, avec la mise en place d'engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre, dont certains constituent des engagements internationaux fermes :

- entré en vigueur en 2005, le protocole de Kyoto engage juridiquement les principaux pays qui l'ont ratifié à réduire leurs émissions annuelles de gaz à effet de serre sur la période 2008-2012 par rapport à 1990, tout en prévoyant un mécanisme d'échange de permis d'émissions et des mécanismes de flexibilité sur la base de projets ;
- l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020 de 20 % de manière unilatérale ou de 30 % « pour autant que d'autres pays développés s'engagent à atteindre des réductions d'émissions comparables et que les pays en développement plus avancés sur le plan économique apportent une contribution adaptée à leurs besoins et à leurs capacités respectives », selon les conclusions du Conseil européen de mars 2007 ;
- en France, la loi de programmation fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE du 13 juillet 2005) « soutient la définition d'un objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ce qui nécessite, compte tenu des différences de consommation entre pays, une division par quatre ou cinq de ces émissions pour les pays développés ». Le Grenelle de l'environnement a confirmé cet engagement de la France et proposé à cet effet un ensemble de mesures et de nouveaux investissements publics.

### Deuxième élément : la mise en place de marchés de permis d'émissions de CO<sub>2</sub> permet de faire émerger un prix du carbone

Afin d'anticiper les échanges de permis d'émissions entre États prévus par le protocole de Kyoto, l'Europe a choisi de mettre en œuvre, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2005, un système européen d'échange de quotas (ETS) qui couvre environ 45 % des émissions de CO<sub>2</sub> en provenance principalement des secteurs de

<sup>1</sup> – Les principales contributions des participants ayant alimenté la réflexion collective sont rassemblées dans le second tome du présent rapport.



l'énergie et des industries grosses consommatrices d'énergie. Il ne concerne pas, en revanche, l'agriculture, l'habitat et les transports.

Ce marché a conduit à faire émerger un prix du CO<sub>2</sub> de 20 à 25 euros la tonne sur la période récente, soit un niveau un peu inférieur à la valeur fixée par le rapport Boiteux.

Le marché des permis fournit une information nouvelle qu'il convient de prendre en compte. Cependant, l'horizon et le champ couverts par ces marchés restent limités, et leur fonctionnement imparfait, si bien qu'ils ne peuvent constituer la seule référence pour les calculs de long terme. C'est pourquoi ce rapport continue de retenir une approche dite tutélaire, dans la mesure où la valeur monétaire recommandée ne découle pas directement de l'observation des prix de marché mais relève d'une décision de l'État, sur la base d'une évaluation concertée de l'engagement français et européen dans la lutte contre le changement climatique.

### **Troisième élément : la modélisation économique du développement durable a progressé**

Les progrès de la modélisation économique (des modèles eux-mêmes et des bases de données qui les alimentent) permettent aujourd'hui de mieux représenter l'évolution des économies sous une « contrainte carbone », en prenant en compte des possibilités de changements technologiques propres à chaque secteur et les interactions entre valeur du carbone, prix des énergies fossiles et équilibre économique global.

Parallèlement, les débats sur le taux d'actualisation public ont trouvé avec le développement durable une nouvelle actualité, en incitant les économistes à expliciter le traitement de l'incertitude et les fondements éthiques du poids relatif à accorder aux générations présentes et futures. En France, le rapport Lebègue, publié en 2005, a conduit à diviser par deux (de 8 % à 4 %) le taux d'actualisation à retenir pour évaluer la rentabilité des choix d'investissements publics. Ces débats sur l'actualisation ont aussi eu le mérite de souligner l'enjeu d'une bonne valorisation des biens environnementaux.

## **2. La commission mise en place par le Centre d'analyse stratégique s'est appuyée sur les engagements européens et sur un usage raisonné des modèles économiques pour proposer une nouvelle valeur tutélaire du carbone**

**La commission s'est attachée à définir une trajectoire du carbone compatible avec le respect des objectifs européens à l'horizon 2020-2050**

L'Europe a adhéré à l'objectif de limiter le réchauffement moyen à 2 °C par rapport à la situation préindustrielle. Conformément aux indications du dernier rapport du GIEC, l'objectif global d'émission correspondant consisterait à viser un plafond de concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère de 450 ppme (parties par million équivalent CO<sub>2</sub>), nécessitant une division par deux des émissions mondiales à l'horizon 2050.

Les engagements européens sont de deux natures : un engagement ferme de réduire de 20 % ses propres émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020 ; un objectif de réduction de 60 % à 80 % des émissions d'ici à 2050. C'est donc clairement sur la base de cet objectif ambitieux, conforme aux engagements politiques de la France, que la commission a défini le référentiel carbone à l'horizon 2050. La présente commission a postulé que l'Europe s'engageait de manière unilatérale jusqu'en 2020, tout en œuvrant à la conclusion d'un accord international. Elle serait rejointe à cet horizon dans son objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre par l'ensemble des pays développés ainsi que par les pays émergents et pourrait ainsi s'appuyer sur la formation d'un marché mondial du carbone pour atteindre cet objectif. La trajectoire de la valeur du carbone proposée dans ce rapport entend rendre compte de cette transition à venir, entre un schéma d'action unilatérale de l'Europe et l'avènement d'un monde intégré du point de vue des objectifs et des politiques climatiques<sup>1</sup>.

### **Le présent rapport adopte une approche pragmatique de type coûts/efficacité**

L'approche retenue ici est une approche de type coûts/efficacité : elle consiste à déterminer la trajectoire de valeurs du carbone qui permette d'atteindre les objectifs politiques européens de mars 2007.

L'approche de type coûts/efficacité diffère de celle retenue par le rapport de Nicholas Stern et autres rapports de type coûts/avantages. Ces derniers tentent de fixer de façon optimale la contrainte d'émissions au niveau mondial, en égalisant à tout instant le coût marginal d'abattement d'une tonne de CO<sub>2</sub> et la somme actualisée des dommages marginaux futurs d'une tonne de CO<sub>2</sub> émise aujourd'hui. Dans la mesure où les dommages sont susceptibles de se matérialiser sur un horizon très long, le choix du taux d'actualisation revêt alors une importance cruciale dans cet exercice.

Les deux approches sont complémentaires et doivent « dialoguer » entre elles. Les objectifs d'abattement des émissions pourront toujours être ajustés en fonction des observations et des progrès scientifiques futurs. L'approche retenue reste donc compatible avec une approche coûts/avantages à très long terme, pouvant permettre de réévaluer régulièrement les objectifs optimaux au niveau mondial.

---

1 – Si l'Europe était effectivement rejointe par les autres pays développés et par les pays émergents dans la mise en œuvre de l'objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre avant 2020, elle se fixerait alors un objectif plus sévère (- 30 % en 2020), tout en ayant la possibilité de limiter la hausse induite du coût du programme de réduction par le recours à des quotas, obtenus sur le futur marché mondial du carbone.

### 3. Les travaux de la commission débouchent sur une valeur réelle du carbone croissant continûment dans le temps à l'horizon 2050

**La valeur du carbone recommandée dans ce rapport s'appuie sur un usage raisonné de la théorie économique et des modèles sollicités**

Les trois modèles spécifiquement « mobilisés » par cette commission – GEMINI-E3, POLES et IMACLIM-R – fournissent des ordres de grandeur de la valeur du carbone requise pour respecter les objectifs d'émission. S'ajoute à ces trois modèles de simulation un modèle de contrôle optimal des ressources rares employé pour calculer le sentier optimal d'émissions d'un « budget » limité de carbone.

Compte tenu des incertitudes et des degrés de liberté qui subsistent dans les préconisations des économistes, la valeur du carbone finalement recommandée est le fruit d'un compromis réalisé au sein d'une commission composée d'économistes et de représentants des partenaires économiques, sociaux et environnementaux.

**La trajectoire de valeur carbone recommandée par la commission repose sur trois éléments**

La valeur du CO<sub>2</sub> est fixée à 100 euros la tonne à l'horizon 2030. Cette valeur sert d'ancrage dans le reste de l'analyse. Son niveau relativement élevé reflète essentiellement le caractère ambitieux des objectifs européens de réduction des gaz à effet de serre et la difficulté de réussir le déploiement des technologies peu émettrices sur un horizon aussi court.

Après 2030, la commission recommande de faire croître cette valeur de 100 euros au rythme du taux d'actualisation public de 4 %, soit le taux d'actualisation public proposé par le rapport Lebègue de 2005. Cette règle d'évolution au cours du temps, similaire à la règle de Hotelling pour l'exploitation optimale des ressources épuisables, est une règle de préservation de l'avenir. Elle garantit que le prix actualisé d'une ressource limitée reste constant au cours du temps et n'est pas « écrasé » par l'actualisation. Avec ces hypothèses, la valeur du carbone retenue croît de 100 euros la tonne de CO<sub>2</sub> en 2030 à 200 euros la tonne de CO<sub>2</sub> en 2050.

De 2010 à 2030, la commission a discuté deux scénarios :

- le premier scénario consisterait à appliquer « mécaniquement » la règle de Hotelling, avec un taux d'actualisation de 4 % par an. Cela supposerait, pour atteindre 100 euros en 2030, de partir d'une valeur du carbone de 45 euros en 2010. Un tel « saut » permettrait d'intégrer un effet de précaution, compte tenu des incertitudes sur le progrès technique et du fait que le coût des dommages est aussi fonction de la trajectoire retenue. Il poserait cependant deux types de problèmes : le premier de cohérence dans le temps de l'action publique (qui jusqu'à aujourd'hui a affiché une valeur du CO<sub>2</sub> de 27 euros la tonne) et le second de transition en concentrant sur une seule année, 2010 en l'occurrence, le changement de référentiel ;
- le second scénario consiste à partir de la valeur Boiteux pour rejoindre la valeur pivot de 100 euros en 2030. Ce scénario s'écarte de la règle de Hotelling en

début de période pour privilégier un rattrapage progressif vers la valeur de 100 euros en 2030. Il repose sur l'idée que la transition vers une valeur du carbone élevée doit être progressive pour deux raisons : exploiter en priorité les gisements d'abattement à faibles coûts aujourd'hui disponibles ; ne pas peser sur la croissance et faciliter la gestion des transitions économiques, sociales et professionnelles.

C'est ce second scénario qui a été retenu par la commission.

**Tableau n° 1 : Valeur tutélaire d'une tonne de CO<sub>2</sub>**  
en euros 2008

	2010	2020	2030	2050
Valeur recommandée	32	56	100	200 (150-350)
Valeur actuelle (valeur « Boiteux »)	32 <sup>1</sup>	43	58	104

Source : Centre d'analyse stratégique

### La commission considère qu'il faut éviter d'établir un lien mécanique entre la valeur tutélaire du carbone et le prix du pétrole

Dans la logique coûts/efficacité retenue ici, il existe une substituabilité de principe entre la valeur du carbone et le prix agrégé des énergies fossiles pour atteindre un objectif donné de réduction des émissions.

- Cependant, dans un tel raisonnement, la valeur de la tonne carbone devrait dépendre non seulement du prix du pétrole, mais aussi du prix du gaz et du charbon : une valeur élevée du pétrole et du gaz peut en effet inciter, comme c'est le cas aujourd'hui pour le secteur électrique, et comme cela pourrait l'être dans le futur pour la production de carburants liquides, à se tourner vers la production de charbon, dont les réserves sont abondantes et moins chères. Or les émissions de CO<sub>2</sub> induites par la consommation d'une unité de charbon sont supérieures à celles d'une unité de pétrole<sup>2</sup>.
- Par ailleurs, un prix élevé du pétrole peut signaler une augmentation de la demande de pétrole, par exemple en raison d'une croissance mondiale plus vigoureuse que celle sous-jacente à la valeur recommandée ici, ce qui appellerait une révision à la hausse de la valeur tutélaire du carbone pour contenir la pression à la hausse sur les émissions.

Pour ces raisons, la commission ne propose pas de faire dépendre la valeur tutélaire du carbone de la valeur du pétrole. Elle considère que les valeurs du carbone proposées restent valables pour un prix du pétrole compris entre 50 et 100 euros le baril et pour un prix du charbon compris entre 60 et 120 euros la

1 – Le rapport Boiteux donnait une valeur de la tonne de CO<sub>2</sub> de 27 euros en 2000, correspondant, après prise en compte de l'inflation, à une valeur de 32 euros en 2008.

2 – Une TEP (tonne équivalent pétrole) de charbon émet 4 tonnes de CO<sub>2</sub>, tandis qu'une TEP de pétrole en émet 3,1 et une TEP de gaz 2,3. Voir sur ce point *Les chiffres clés : CO<sub>2</sub> et énergie - France et monde*, édition 2007, Observatoire de l'énergie et Caisse des dépôts.

tonne. Une révision pourrait devenir nécessaire si la tendance de prix des énergies fossiles s'écartait durablement de cette fourchette.

#### **4. La mise en place d'une valeur carbone s'inscrit dans une démarche générale de prévention du risque climatique en situation d'incertitude**

**Les valeurs du carbone recommandées ici restent naturellement entourées de nombreuses incertitudes, d'autant plus grandes que l'horizon s'éloigne**

C'est pourquoi la commission a souhaité encadrer la valeur 2050 de 200 euros d'une fourchette allant de 150 à 350 euros. Cette fourchette vise à illustrer l'ampleur des incertitudes qui entourent la détermination de la bonne valeur du carbone au-delà de 2030, tant sur le plan des accords internationaux que sur le plan des technologies disponibles – qu'il s'agisse des systèmes de production d'énergie non carbonée ou des techniques de capture et de stockage du carbone.

Ces incertitudes ne doivent pas être vues comme affaiblissant la démarche et les recommandations de ce rapport :

- l'incertitude est inhérente à toute politique de lutte contre le changement climatique ;
- l'incertitude sur les chiffrages ne doit pas occulter le fait que ceux-ci ont été réalisés précisément pour réduire l'incertitude et donner de la lisibilité aux acteurs économiques et sociaux sur les engagements pris par l'Europe et la France.

**L'incertitude se réduira au fil des années en fonction des informations nouvelles, bonnes ou mauvaises, non disponibles à ce jour. La trajectoire de valeurs du carbone proposée devra donc faire l'objet de réévaluations à intervalles réguliers**

Ces exercices de réévaluations devraient intervenir au moins tous les cinq ans. Ils seraient l'occasion de faire le point sur la mise en œuvre du référentiel proposé et permettraient d'intégrer :

- les informations nouvelles sur le coût anticipé des dommages, sur le coût des efforts d'abattement révélés par les marchés de permis ou sur les prix des énergies fossiles ;
- les conséquences d'un éventuel écart entre les émissions de gaz à effet de serre observées et la trajectoire cible visée ;
- le résultat des négociations internationales, par exemple la conférence des parties prévue fin 2009 à Copenhague, si elle aboutit à un nouvel accord international ;
- les travaux de même nature sur la valeur tutélaire du carbone qui pourraient être engagés au niveau européen et qui appelleraient un effort de convergence entre pays. Il convient de rappeler en effet qu'il n'existe pas encore de valeur tutélaire européenne.

**Comme l'a bien montré le rapport Stern, l'incertitude ne doit pas conduire à l'inaction. Une stratégie de prévention du risque climatique doit au contraire s'attacher à :**

- utiliser au mieux toute l'information disponible;
- minimiser les irréversibilités. Il faut agir de manière suffisamment rapide pour favoriser la production et la diffusion de nouvelles solutions techniques et éviter la survenance de dommages irréversibles, sans pour autant prendre le risque de « bloquer » la croissance en imposant à l'économie des contraintes trop strictes ;
- suivre un processus de décision séquentiel, en adoptant à titre de précaution des objectifs initiaux ambitieux. Cette stratégie a pour avantage essentiel de réduire le choc d'une mauvaise nouvelle à l'avenir et d'aborder le risque de révision des objectifs dans une situation plus favorable.

Cette triple exigence est au cœur de ce rapport, qui s'appuie sur l'information disponible et sur des objectifs européens ambitieux pour recommander une trajectoire du carbone utile à l'élaboration des choix publics et à la formation des anticipations des agents économiques.

## **5. La commission a jugé utile de formuler quelques recommandations sur le bon usage de la valeur du carbone**

La commission a établi une valeur du carbone dont elle recommande l'utilisation dans la définition des politiques publiques et le calcul économique. Cette valeur doit ensuite être adaptée aux usages particuliers que l'on voudrait en faire, en tenant compte des impacts économiques et financiers, de la gestion des transitions professionnelles qu'impliquent les mutations sectorielles, ainsi que des effets redistributifs.

**La recommandation de valeur carbone formulée par la commission s'inscrit d'abord dans le cadre général d'une mise à jour du référentiel de calcul économique utilisé pour les choix d'investissements publics**

En intégrant la valeur du carbone proposée ici dans l'ensemble des calculs sur les différents projets qu'elle envisage, la puissance publique se donne les moyens d'éclairer les discussions sur l'intérêt de ces investissements, sur les arbitrages qu'il est nécessaire d'établir entre les projets envisagés et de faire en sorte que ces choix restent cohérents du point de vue de la lutte contre l'effet de serre.

Même si la valeur du carbone initiale est proche de celle recommandée dans le rapport Boiteux de 2001, le taux de croissance de la valeur du CO<sub>2</sub> (4 %, soit le taux d'actualisation public) améliore significativement la prise en compte de l'effet de serre dans les évaluations socioéconomiques. Si on considère par exemple un projet qui permet d'économiser chaque année jusqu'en 2050 dix tonnes de CO<sub>2</sub>, le bénéfice retiré du CO<sub>2</sub> évité est significativement plus élevé qu'avec les valeurs Boiteux.

**Tableau n° 2 : Valeur actualisée d'une économie  
de 10 tonnes de CO<sub>2</sub> par an sur la période 2010-2050**

Valeur Boiteux <sup>(1)</sup>	Valeur recommandée
10 900 €	17 000 €

<sup>(1)</sup> 32 euros la tonne, croissant à 3 % par an, actualisée à 4 %.

*Source : Centre d'analyse stratégique*

Il convient de souligner que la croissance de la valeur du carbone à 4 % l'an tend à accroître son importance par rapport aux autres éléments du calcul de rentabilité (gains de temps, de sécurité, etc.). En effet, cette valeur, contrairement aux autres, n'est pas « écrasée » par l'actualisation au fur et à mesure que l'horizon s'allonge.

**La valeur du carbone retenue constitue plus généralement un élément de référence pour évaluer la pertinence environnementale des politiques publiques de réglementation, de subventions ou de dépenses fiscales**

Si le coût de la tonne de carbone évitée par une norme ou une subvention est significativement éloigné de la référence proposée, cela signifie que le coût économique peut être a priori considéré comme excessif au regard de l'objectif de lutte contre le changement climatique.

Au cas par cas, certaines considérations peuvent ensuite justifier que l'on engage des actions dont le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée soit supérieur au référentiel proposé : il peut par exemple être pertinent de subventionner la recherche et développement « verte », en raison de la nature de bien public de cette activité et de ses effets d'entraînement favorables, ou encore d'accompagner le développement de filières nouvelles.

**Ce référentiel peut également être utile pour aider au calibrage des instruments économiques de lutte contre le changement climatique**

Ce référentiel donne une indication du signal-prix dont l'économie a besoin pour satisfaire les objectifs d'émissions. Il n'a pas cependant vocation en tant que tel à fixer mécaniquement le niveau de la fiscalité environnementale, pour plusieurs raisons :

- la valeur du carbone peut être internalisée au travers d'une grande variété d'instruments économiques : fiscalité mais aussi marchés de permis, normes et réglementations imposées aux logements ou aux véhicules, péages, certificats verts, bonus-malus, subventions à la R & D « verte » ;
- la valeur du carbone peut être internalisée de manière différenciée entre les secteurs économiques, pour tenir compte de considérations de compétitivité ou d'inertie des équipements ;
- la montée en puissance des instruments économiques de lutte contre le changement climatique doit tenir compte de leur incidence économique et sociale et de leurs effets redistributifs. Il convient sur ce point de rappeler que cette incidence dépend fortement des modalités de recyclage des recettes dégagées et des éléments de réforme fiscale qui en découlent ;
- il faut tenir compte du caractère plus ou moins concurrentiel des marchés, voire des mouvements spéculatifs qui peuvent s'y manifester. Les pays consommateurs de pétrole doivent en particulier gérer un conflit de partage de rentes avec

les pays producteurs. La structure et le fonctionnement du marché du pétrole sont en effet très loin d'une situation de concurrence parfaite, si bien que les prix sur le marché mondial ne reflètent pas seulement les coûts de production ou la rente de ressources naturelles, mais aussi une stratégie d'offre des producteurs. Dans un tel contexte, la fiscalité sur le pétrole constitue le moyen pour les pays consommateurs de récupérer une partie de la rente pétrolière. Réciproquement, on ne peut exclure que les prix du pétrole incorporent une anticipation du plafonnement des émissions de CO<sub>2</sub> et le souhait des producteurs de « capter » à la source une partie de la valeur du carbone.

**Enfin, et peut-être surtout, la trajectoire de carbone recommandée par cette commission peut constituer un signal de moyen terme adressé à l'ensemble des acteurs publics et privés sur le prix du carbone auquel ils pourront être confrontés au cours des prochaines décennies**

À ce titre, le référentiel carbone a vocation à jouer un rôle important dans la définition des stratégies nationales d'urbanisme, d'aménagement du territoire, de transport et d'énergie. Même si la définition de ces stratégies ne s'appuie pas sur un calcul économique formalisé, la valeur du carbone constitue un critère déterminant de leur évaluation à long terme.

Le signal d'un renchérissement du carbone a également vocation à stimuler les investissements publics et privés dans la recherche et développement, et dans les technologies plus sobres en carbone.





# Les enjeux d'une réflexion sur la valeur du carbone

## 1. Le mandat confié à la commission

### 1.1. Le contexte de la saisine du Centre d'analyse stratégique

Début 2008, le Premier ministre, sur proposition du ministre d'État, ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, a demandé au secrétaire d'État en charge de la Prospective, de l'Évaluation des Politiques publiques et du Développement de l'Économie numérique de proposer une nouvelle valeur du carbone pour l'évaluation des choix d'investissements publics et, plus généralement, pour l'évaluation environnementale des politiques publiques (voir en annexe la lettre de saisine du Premier ministre).

Cette nouvelle valeur du carbone a notamment vocation à se substituer à celle aujourd'hui préconisée dans l'instruction des 25 mars 2004 et 27 mai 2005 qui encadre les évaluations socioéconomiques des grands investissements de transport, même si son objet est plus large.

La lettre de saisine du Premier ministre s'inscrit dans la dynamique créée par le Grenelle de l'environnement, qui constitue un tournant collectif dans la prise en compte par la société française des enjeux environnementaux, particulièrement ceux liés à l'effet de serre. Dans son discours prononcé à l'occasion de la restitution des conclusions du « Grenelle », le président de la République a notamment annoncé trois initiatives qui appellent une mise à jour du calcul économique :

- une évaluation de tous les grands projets publics et de toutes les décisions publiques à l'aune de leur coût pour le climat ;
- un grand programme d'investissements publics destinés à la lutte contre le changement climatique ;
- de nouvelles incitations financières et fiscales pour rendre les comportements plus respectueux de l'environnement.

## 1.2. Une longue tradition du calcul économique en France

Le travail de détermination de la valeur du carbone s'inscrit dans une longue tradition française de calcul économique public. Celui-ci a pour objet d'évaluer la rentabilité socioéconomique des investissements publics pour la collectivité. Pour pouvoir effectuer une telle évaluation, il faut prendre en compte les coûts financiers de construction et d'exploitation, mais aussi les avantages et les coûts non monétaires induits par ces investissements : gains de temps, de sécurité, pollutions émises ou évitées. On qualifie de « prix fictifs » la valeur monétaire donnée à ces avantages et coûts.

La prise en compte de l'environnement et de la lutte contre le changement climatique s'inscrit pleinement dans cette problématique : pour évaluer la pertinence d'un investissement public, il convient d'estimer son impact sur la biodiversité, les pollutions locales et les émissions de gaz à effet de serre. Ne pas le faire, au motif que les valeurs que l'on peut attribuer à ces effets sont incertaines et contestables, reviendrait à négliger ces impacts au moment de la sélection des projets.

Les valeurs données au temps gagné ou perdu, au CO<sub>2</sub> émis ou évité sont dites tutélaires<sup>1</sup>, soit parce qu'elles ne sont pas fournies directement par un marché, soit parce que les valeurs de marché ne reflètent qu'imparfaitement la réalité des coûts sociaux. Les valeurs tutélaires sont fixées par l'État. Elles ne sont pas arbitraires : elles sont fixées en fonction des attentes de la société telles qu'on peut les appréhender ; elles résultent d'un compromis qui a été élaboré au Commissariat général du Plan (CGP) puis au Centre d'analyse stratégique sur la base d'un dialogue entre économistes, partenaires économiques et sociaux, et représentants des organisations non gouvernementales.

L'exercice de réévaluation de la valeur carbone engagé ici s'inscrit dans la perspective proposée par le rapport de Christian de Boissieu autour du « facteur 4 », et s'appuie sur trois exercices d'évaluation et de prospective engagés par le CGP puis par le Centre d'analyse stratégique<sup>2</sup> :

- le premier est celui de la valorisation économique du carbone engagée par les deux commissions présidées par Marcel Boiteux<sup>3</sup> (1994 et 2001). Ces travaux ont débouché sur une première valorisation monétaire du carbone, fixée en 2001 à 27 euros la tonne de CO<sub>2</sub>;

1 – Baumstark L., « La mesure de l'utilité sociale des investissements : l'enjeu du processus de production des valeurs tutélaires » in J. Maurice et Y. Crozet (dir.), *Les dimensions critiques de calcul économique*, Paris, Economica, 2007.

2 – De Boissieu C., *Division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050*, rapport pour le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie et le ministère de l'Écologie et du Développement durable, août 2006. Ce rapport propose une stratégie et des recommandations pour atteindre une division par quatre des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050.

3 – Commissariat général du Plan, *Transports : pour un meilleur choix des investissements*, rapport du groupe de travail présidé par Marcel Boiteux, Paris, La Documentation française, 1994. Commissariat général du Plan, *Transports : choix des investissements et coût des nuisances (2001)*, rapport du groupe présidé par Marcel Boiteux, rapporteur général : Luc Baumstark, Paris, La Documentation française, juin 2001.

- le deuxième exercice est celui du rapport Lebègue<sup>1</sup> qui a révisé en 2005 le taux d'actualisation public en le ramenant de 8 % à 4 %. Selon ce rapport, la baisse du taux d'actualisation permet une meilleure prise en compte de l'avenir dans les décisions publiques; elle doit s'accompagner d'une réévaluation du prix relatif des biens publics environnementaux dans les choix publics et sur les marchés;
- le troisième exercice est le travail de prospective énergétique mené sous la présidence de Jean Syrota<sup>2</sup>. Ce rapport souligne la nécessité pour l'État de définir une valeur tutélaire unique de la tonne de CO<sub>2</sub> émise ou évitée. Il estime que les valeurs du carbone actuellement préconisées au plan national ou au plan international sont trop faibles pour permettre le développement des technologies nécessaires au développement durable.

## 2. Les usages possibles d'une valeur tutélaire du carbone

Une valeur tutélaire du carbone constitue fondamentalement un instrument de mesure permettant d'introduire dans les débats et les décisions un minimum de cohérence, tant au plan international que national. La théorie économique donne quelques principes normatifs assez simples qu'il est utile de rappeler :

- il est raisonnable de poursuivre l'effort de réduction des émissions tant que l'avantage que la société en retire reste supérieur aux coûts qu'il faut supporter pour l'obtenir. Dans le cas de la lutte contre l'effet de serre, ces avantages et ces coûts sont de forte intensité et l'effort de réduction a vocation à modifier le système de prix de l'économie et les stratégies des acteurs en matière de recherche et d'investissement;
- il faut faire porter l'effort là où il est le moins coûteux à obtenir, c'est-à-dire tant que le coût de réduction des émissions est inférieur à la valeur de référence;
- il convient de valoriser clairement dans les calculs de rentabilité des projets d'investissements publics les gains sur l'effet de serre qu'on obtient ou qu'on obtiendra dans le futur au regard des coûts consentis par la collectivité.

Ce référentiel carbone peut à la fois orienter l'action publique et constituer un élément d'information pour les agents économiques privés en leur donnant de la visibilité sur les orientations publiques de moyen-long terme.

1 – Commissariat général du Plan, *Le prix du temps et la décision publique*, rapport du groupe présidé par Daniel Lebègue, rapporteur général : Luc Baumstark, coordinateur : Philippe Hirtzmann, Paris, La Documentation française, 2005.

2 – Centre d'analyse stratégique, *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050*, rapport de la commission Énergie présidée par Jean Syrota, Paris, La Documentation française, mars 2008, 2 volumes. Voir les pages 101-102 (volume 1) dans lesquelles le rapport évoque l'intérêt d'une valeur normative du carbone ou encore d'une chronique normative du carbone.

## 2.1. Un référentiel pour valoriser l'effet de serre dans l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements publics

Le calcul socioéconomique des investissements de transport sera sans doute le premier utilisateur de ce référentiel. L'enjeu est de valoriser la réduction ou l'augmentation des émissions de  $\text{CO}_2$  dans l'exercice de programmation des infrastructures. La lettre de saisine du Premier ministre évoque plus précisément la réévaluation de la valeur carbone qui doit permettre d'engager, suite au Grenelle de l'environnement, la révision des schémas directeurs d'infrastructures à l'horizon 2025.

Cette question ne se pose pas uniquement pour le secteur des transports, même si le calcul économique y est de fait pratiqué de manière systématique. L'ensemble des infrastructures va devoir intégrer l'impératif de la lutte contre l'effet de serre et anticiper les impacts du changement climatique :

- dans le secteur de l'habitat, les architectes vont devoir construire des bâtiments à faible intrant net d'énergie ou à énergie positive, tout en prévoyant leur adaptation à un large spectre de variation des températures, de la pluviométrie et des événements extrêmes sur plus de 100 ans ;
- dans le secteur de l'électricité, les producteurs devront s'engager résolument vers des énergies alternatives (et/ou le stockage du carbone), tout en tenant compte de l'évolution de la disponibilité en eau et du niveau de la mer sur la durée de vie d'une centrale (60 ans). Les gestionnaires des réseaux de transmission et de distribution d'énergie devront minimiser les pertes en ligne tout en accroissant la résilience des équipements aux aléas climatiques ;
- dans le transport, des offres crédibles alternatives à l'automobile individuelle et au transport aérien devront émerger. Les projets d'investissement public sont nombreux : contournements autoroutiers et ferroviaires, nouvelles lignes ferroviaires à grande vitesse, axes fluviaux. Ce coût doit être contrebalancé par les gains effectifs de réduction des émissions de  $\text{CO}_2$  que ces offres peuvent dégager à long terme.

Il est clair que la monétarisation du  $\text{CO}_2$ , même après prise en compte de l'augmentation recommandée dans ce rapport, ne changera pas à elle seule le calcul de rentabilité socioéconomique de telle ou telle infrastructure, qui dépendra en grande partie des gains de temps et de la manière dont on évalue les effets d'agglomération. Mais cette référence carbone peut permettre au décideur de confronter les avantages retirés en termes de  $\text{CO}_2$  à d'autres avantages comme les gains de temps généralement décisifs dans les calculs. Il est ainsi assez facile, projet par projet, de calculer le coût qui est supporté pour réduire une tonne de  $\text{CO}_2$  et de comparer cette valeur à ce référentiel et à d'autres projets où ce coût pourrait par exemple être plus faible. Ce référentiel carbone concerne à ce titre la puissance publique mais aussi les partenaires privés avec lesquels elle s'engagera dans les secteurs d'infrastructures.

## 2.2. Un instrument pour définir et évaluer l'efficacité des grandes politiques publiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre

Ce référentiel constitue un ingrédient essentiel de l'évaluation des politiques publiques à un double titre :

- d'abord parce qu'il doit aider à la définition des grandes stratégies nationales en matière d'urbanisme, d'aménagement du territoire, de transport ou d'énergie. Ces stratégies ont en effet une incidence de long terme, voire de très long terme, sur l'économie. À cet horizon, la valeur du carbone a vocation à jouer un rôle essentiel, d'autant plus que cette valeur n'est pas, comme on le verra, « écrasée » par l'actualisation ;
- ensuite pour évaluer des mesures plus ciblées de politiques publiques qu'il convient de développer si l'on veut maîtriser les coûts économiques de la réduction des émissions de gaz à effet de serre. La dimension climatique d'une politique publique peut être évaluée à travers son coût à la tonne de CO<sub>2</sub> évitée. Ce coût peut alors être comparé à la valeur tutélaire définie. Concrètement, cela peut se traduire par la diffusion de l'indicateur de rentabilité en euros par tonne de CO<sub>2</sub> évitée dans les études d'impact, venant s'ajouter aux autres critères d'appréciation (approche qualitative tenant compte du degré de structuration des filières industrielles, nombre d'emplois créés, etc.).

Cette valeur peut ainsi être utilisée pour l'évaluation :

- des dépenses fiscales ;
- de la réglementation thermique dans les bâtiments ;
- de la politique de soutien aux agro-carburants ;
- des normes applicables aux véhicules (abaissement des émissions, utilisation des agro-carburants, limitation de vitesse) ;
- des tarifs d'achat de l'électricité renouvelable.

Elle peut aussi contribuer à enrichir les politiques d'information pour permettre au consommateur de mieux évaluer l'incidence environnementale des produits. Le Grenelle de l'environnement a retenu par exemple l'étiquetage des produits de consommation courante afin d'indiquer leur coût en carbone. On peut ainsi imaginer des étiquetages indiquant les émissions de CO<sub>2</sub> et la valeur monétaire associée : une voiture qui émet près de 120 g CO<sub>2</sub>/km coûte à la planète (en retenant la valeur proposée dans ce rapport de 32 euros par tonne de CO<sub>2</sub>) quatre centimes d'euro tous les dix kilomètres.

## 2.3. Une référence pour le calibrage des instruments de régulation économique

Les émissions de CO<sub>2</sub> constituent une « externalité négative », c'est-à-dire une somme d'effets indésirables auxquels le marché est incapable d'attribuer spontanément une valeur marchande. Le rôle des pouvoirs publics est de réintégrer dans le système de prix d'un marché concurrentiel la valeur des coûts induits par les émissions de carbone, afin que producteurs et consommateurs tiennent compte dans leurs choix et leurs comportements des coûts socioéconomiques découlant de leur contribution à l'effet de serre.

La valeur du carbone a donc vocation à servir de référence aux pouvoirs publics dans la définition et le calibrage des instruments économiques visant à orienter par les prix et les incitations financières les comportements des entreprises et des ménages. Un tel référentiel ne peut cependant prétendre fixer mécaniquement en tant que tel le niveau de la fiscalité environnementale, pour quatre raisons :

- la valeur du carbone peut être internalisée au travers d'une grande variété d'instruments économiques : taxes, marchés de permis, normes et réglementations imposées aux logements ou aux véhicules, péages, certificats verts, bonus-malus, subventions à la R & D « verte » ;
- la valeur du carbone peut être internalisée de manière différenciée entre les secteurs économiques, pour tenir compte de considérations de compétitivité ou d'inertie des équipements ;
- la montée en puissance des instruments économiques de lutte contre le changement climatique doit tenir compte de leur incidence économique et sociale et de leurs effets redistributifs ;
- les pays consommateurs de pétrole doivent par ailleurs gérer un conflit de partage de rentes avec les pays producteurs. La structure et le fonctionnement du marché du pétrole sont en effet très loin d'une situation de concurrence parfaite, si bien que les prix ne reflètent pas seulement les coûts de production ou la rente de ressources naturelles, mais aussi une stratégie d'offre des producteurs. Dans un tel contexte, la fiscalité sur le pétrole constitue le moyen pour les pays consommateurs de récupérer une partie de la rente pétrolière. Réciproquement, on ne peut exclure que les prix du pétrole incorporent une anticipation du plafonnement des émissions de CO<sub>2</sub> et le souhait des producteurs de « capter » à la source une partie de la valeur du carbone.

## 2.4. Un signal pour les choix de R & D et d'investissement des entreprises

Le secteur privé, qui financera une grande partie des investissements dans l'énergie, les transports, le bâtiment et l'agriculture dans les années qui viennent, n'a qu'une visibilité très partielle sur la valeur du carbone à moyen et long terme, et donc sur le rendement des capitaux investis. Faute de signaux adéquats, le stock d'équipements et d'infrastructures risque de prolonger l'usage de technologies peu efficaces du point de vue de l'effet de serre. La construction d'une valeur de référence du carbone et la programmation de son évolution au cours du temps ont précisément pour objet d'améliorer la lisibilité de l'action publique et d'offrir ainsi à l'ensemble des acteurs économiques un environnement propice aux investissements sobres en carbone.

La valeur tutélaire n'affecte pas directement le bilan financier des décisions privées. Elle donne aux ménages et aux entreprises une information fiable et transparente sur le niveau d'ambition (et de contrainte) que se fixe le pays à moyen et long terme. Pour les entreprises, c'est le signal par exemple que, sous des formes qu'il appartient aux pouvoirs publics de définir, les émissions de gaz à effet de serre se verront dans le futur appliquer un prix qui n'est pas simplement un prix fictif. C'est le signal que le développement de nouvelles technologies plus sobres en carbone peut présenter de bonnes perspectives de rentabilité.

## 3. Les travaux de la commission

### 3.1. L'organisation de la commission et de ses travaux

Le Centre d'analyse stratégique, suite à la lettre de saisine du Premier ministre, a mis en place début janvier 2008 une commission, présidée par Alain Quinet. Figurent dans cette commission des experts de l'université, du CNRS, de l'AIE et de l'OCDE, des économistes de l'administration française et des représentants des principaux acteurs du Grenelle de l'environnement (voir en annexe la composition du groupe). Elle a tenu plusieurs réunions plénières et une série de réunions restreintes avec les économistes et les équipes de modélisation.

Plusieurs personnalités extérieures ont été auditionnées :

- Marcel Boiteux, président d'honneur d'EDF, qui avait notamment présidé en 2001 la commission « *Transports : choix des investissements et coût des nuisances* »;
- Jean-Pierre Landau, second sous-gouverneur de la Banque de France, président du groupe de travail sur « *Les instruments économiques du développement durable* » (2007);
- Jean-Marc Burniaux, expert des questions énergétiques à l'OCDE;
- Henri Prévot, ingénieur général des Mines.

Plusieurs membres du groupe ont proposé des réflexions qu'on trouvera dans le tome 2 de ce rapport et qui ont largement alimenté les discussions :

- Dominique Bureau : « Prix de référence du CO<sub>2</sub> et calcul économique »;
- Olivier Godard : « Hotelling or not Hotelling, Comment calibrer la politique française de l'effet de serre à long terme ? »;
- Christian Gollier : « Les incertitudes - progrès technique et réversibilité »;
- Joël Maurice : « La valeur socioéconomique du carbone »;
- Katheline Schubert : « La valeur du carbone : niveau initial et profil temporel optimaux ».

Le comité de pilotage du groupe de travail (président et rapporteurs) a par ailleurs organisé plusieurs rencontres :

- une discussion avec la Commission européenne (DG Énergie et Transports, DG Environnement et DG Affaires économiques et financières);
- un séminaire de travail à l'École d'économie de Toulouse animé par Jean Tirole et Christian Gollier;
- une rencontre avec les organisations syndicales.

Suite à un appel d'offres, trois laboratoires ont été retenus pour effectuer les travaux de modélisation :

- le Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED)<sup>1</sup> – modèle IMACLIM-R. L'équipe est constituée de Jean-Charles Hourcade, Renaud Crassous, Olivier Sassi et Henri Waisman;

1 – <http://www.centre-cired.fr/>

- le Laboratoire d'économie de la production et de l'intégration internationale (LEPII)<sup>1</sup>, université de Grenoble en collaboration avec ENERDATA – modèle POLES. L'équipe est constituée pour le LEPII de Patrick Criqui et Silvana Mima et pour ENERDATA de Bertrand Château et Alban Kitous;
- la société C-ORDEE, basée à Genève – modèle GEMINI-E3<sup>2</sup>. L'équipe est constituée d'Alain Bernard, Marc Vielle et Alain Haurie.

### 3.2. La logique de construction du rapport

Le rapport est structuré de la manière suivante :

- il rappelle le nouveau contexte international, marqué notamment par les progrès des connaissances scientifiques et des négociations internationales sur le changement climatique, ainsi que par l'émergence de marchés du carbone (chapitre 2);
- il présente les différentes approches possibles pour définir une valeur tutélaire du carbone (chapitre 3);
- il revient sur les fondamentaux économiques du débat sur la valeur carbone (chapitre 4) qui conduisent à recommander une valeur unique et croissante dans le temps;
- il explicite les travaux effectués par les équipes de modélisation spécifiquement mobilisées par cette commission (chapitre 5) et l'usage raisonné qui en est fait;
- enfin, le chapitre 6 propose la chronique de valeurs du carbone que la commission recommande, tout en évaluant la sensibilité du résultat aux hypothèses sur les prix des énergies fossiles.

---

1 – <http://webu2.upmf-grenoble.fr/LEPII/spip/>

2 – <http://gemini-e3.epfl.ch/>





## Le nouveau contexte international de la lutte contre le changement climatique

Tout exercice d'évaluation ou de réévaluation de la valeur du carbone s'inscrit dans un contexte scientifique, économique et géopolitique donné. Le référentiel « carbone » véhicule l'état des connaissances scientifiques, les incertitudes et les convictions de la société.

En 2001, date de publication du rapport Boiteux, le contexte international était marqué :

- par l'adoption du protocole de Kyoto pour la période 2008-2012, sans garanties fermes sur son entrée en vigueur effective ;
- par la sédimentation du « savoir climatique » dans la perspective du 3<sup>e</sup> rapport d'évaluation du Groupe intergouvernemental d'experts sur le climat (GIEC<sup>1</sup>) ;
- le tout dans une situation où les prix du pétrole peuvent rétrospectivement être qualifiés de faibles.

Ce contexte international s'est profondément modifié depuis 2001. Ce chapitre fait le point sur les évolutions les plus significatives pour l'exercice de réévaluation de la valeur carbone engagé par la commission.

---

1 – L'appellation du GIEC anglaise est IPCC : Intergovernmental Panel on Climate Change.

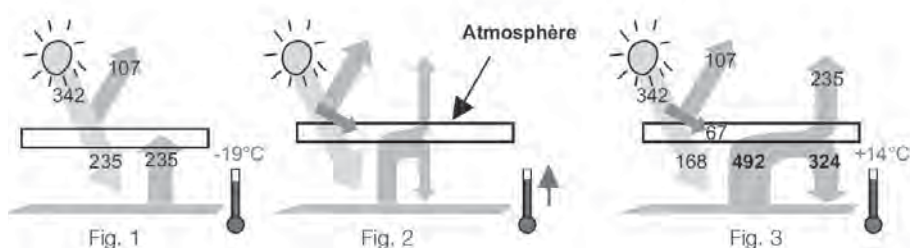
# 1. L'avancée des travaux scientifiques autour de l'effet de serre et du changement climatique

## 1.1. Un objet scientifique mieux balisé : le rôle essentiel des travaux du GIEC

L'effet de serre est un phénomène physique dont la nature, les origines et les conséquences, ainsi que les implications économiques, sont désormais solidement établies, même s'il reste des incertitudes sur l'intensité du phénomène<sup>1</sup>.

Le schéma qui suit illustre la manière dont le rayonnement solaire réfléchi par la surface de la Terre se retrouve en partie « piégé » dans la couche gazeuse opaque de l'atmosphère, modifiant ainsi de façon naturelle l'équilibre thermique de la planète.

**Graphique n° 1 : Représentation schématique des échanges de flux constitutifs de l'effet de serre**



Source : d'après GIEC, 4<sup>e</sup> rapport du premier groupe de travail, 2007

Les données présentées ici traduisent les flux d'énergie et sont exprimées en watt par mètre carré.

Dans la première figure (état initial virtuel), l'atmosphère ne contient pas de gaz à effet de serre. L'énergie fournie par les rayonnements du soleil est absorbée par la Terre et la réchauffe. La Terre re-émet la même quantité d'énergie sous forme de rayonnements infrarouges, ce qui assure son équilibre énergétique. En l'absence de gaz à effet de serre, la température terrestre serait de - 19 °C.

Dans la deuxième figure (phase transitoire), une partie des rayons infrarouges est renvoyée vers le sol par les gaz à effet de serre, augmentant alors la température de la Terre qui s'accroît jusqu'à ce que l'énergie réémise égale l'énergie reçue.

Dans la troisième figure (état actuel), la présence de gaz à effet de serre conduit à l'élévation de la température au sol qui atteint en moyenne + 14 °C. Ce mécanisme naturel est amplifié par l'augmentation des gaz à effet de serre

<sup>1</sup> – Nous n'entrons pas ici dans le détail : on trouvera de plus amples informations notamment sur le site de l'IPCC (<http://www.ipcc.ch>), qui met à disposition de nombreux travaux. Voir également <http://www.effet-de-serre.gouv.fr>.

produits par les activités humaines et particulièrement par l'augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> qui perturbent le cycle naturel du carbone en modifiant les flux échangés entre l'atmosphère, la biosphère (matière organique des êtres vivants), les océans et la lithosphère (roche, sédiments, combustibles fossiles). Pour ces raisons, la température de l'atmosphère a ainsi augmenté au cours de l'ère industrielle.

Les rapports successifs du GIEC ont largement contribué à affiner et à diffuser la question du changement climatique, en particulier en mettant en évidence l'influence déterminante des activités humaines dans la déstabilisation du climat, au travers des liens complexes qui unissent les émissions anthropiques de gaz à effet de serre, la déformation de la composition gazeuse de l'atmosphère et les probabilités associées d'augmentation des températures.

## Le rôle du GIEC

Le GIEC est un organe intergouvernemental créé en 1988 à la demande du G7 sous l'égide de l'Organisation météorologique mondiale (OMM) et du Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE). Il a pour mission d'évaluer et d'actualiser à intervalles réguliers l'état des connaissances d'ordre scientifique, technique et socioéconomique nécessaires pour mieux appréhender les risques liés au changement climatique d'origine humaine et envisager d'éventuelles stratégies d'adaptation et de réduction des émissions. Ses évaluations sont fondées sur des publications scientifiques et techniques dont la valeur scientifique est reconnue par les pairs.

Le GIEC tient une assemblée plénière une fois par an, au cours de laquelle il prend des décisions concernant sa structure, son programme de travail, les principes et procédures qu'il entend appliquer, et procède à l'élection de son président et de son bureau. À cette occasion, il approuve les rapports établis. Ces assemblées réunissent habituellement des centaines de représentants des gouvernements et des organisations participantes. Le GIEC se compose de trois groupes de travail spécialisés respectivement dans les aspects scientifiques de l'évolution du système climatique (I), l'évaluation des impacts du changement climatique et des mesures d'adaptation (II) et l'analyse des potentiels et des coûts associés aux politiques d'atténuation, c'est-à-dire de réduction à la source des émissions de gaz à effet de serre (III).

Le GIEC a produit à ce jour quatre rapports successifs dits d'évaluation (1990, 1995, 2001, 2007), qui synthétisent l'état de l'art de l'expertise scientifique et socioéconomique, nationale et internationale, dans le domaine de l'effet de serre.

Les concentrations<sup>1</sup> de gaz à effet de serre dans l'atmosphère se sont considérablement accrues depuis la révolution industrielle (379 ppm<sup>2</sup> pour le CO<sub>2</sub> en 2005 contre 280 dans l'ère préindustrielle, 1 774 ppb pour le méthane contre 715 ppb auparavant<sup>3</sup>, 319 ppb pour le protoxyde d'azote contre 270 ppb auparavant), au point de « sortir » du spectre normal de variation des concentrations observé ou reconstitué au cours des 650 000 dernières années.

L'influence de l'homme est tout à fait prépondérante dans cette évolution, si l'on en croit le 4<sup>e</sup> rapport d'évaluation (AR4 – *Fourth Assessment Report*) publié en novembre 2007 par le GIEC : les émissions anthropiques de gaz à effet de serre, en forte croissance (49 milliards de tonnes équivalent CO<sub>2</sub> en 2004 contre 28,1 GteCO<sub>2</sub> en 1970), auraient provoqué par leur cumul un réchauffement « brut » de la surface terrestre de l'ordre de + 2,3 watts par m<sup>2</sup> depuis 1750, selon un rythme d'augmentation inédit au cours des 10 000 dernières années. Par comparaison, le forçage radiatif<sup>4</sup> dû au seul rayonnement solaire ne serait que de + 0,12 W/m<sup>2</sup>. À titre d'illustration, 11 des 12 dernières années (1995-2006) figurent parmi les années les plus chaudes depuis que les mesures de températures sont disponibles au niveau mondial (1850). La planète s'est réchauffée de + 0,74 °C entre 1906 et 2005, avec un rythme d'accroissement qui a doublé sur les cinq décennies de la période 1956-2005.

Les travaux du GIEC ont permis d'établir, sur une base probabiliste, une table de correspondance entre les émissions de gaz à effet de serre, la composition gazeuse de l'atmosphère et l'augmentation future des températures.

1 – Les gaz à effet de serre ne se limitent pas au CO<sub>2</sub> mais incluent d'autres gaz comme la vapeur d'eau (H<sub>2</sub>O), le méthane (CH<sub>4</sub>), le protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) et l'ozone (O<sub>3</sub>) ainsi que les gaz à effet de serre industriels fluorés comme les chlorofluorocarbures (CFC) et HCFC-22 comme le fréon, le perfluorométhane (CF<sub>4</sub>), l'hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>). On ramène ces gaz à un équivalent CO<sub>2</sub> sur la base de leur contribution au réchauffement climatique. Les objectifs de réduction des concentrations de CO<sub>2</sub> envisagés (450, 550) peuvent concerner le seul CO<sub>2</sub> mais ils sont généralement exprimés en CO<sub>2</sub> équivalent, ce qui s'écrit 450 ppme, 550 ppme. Voir le tableau n° 3.

2 – Au sens strict, une partie par million représente un rapport de 10<sup>-6</sup>. 379 ppm signifie 379 centimètres cubes de CO<sub>2</sub> par mètre cube d'air. La notion de partie par million équivalent CO<sub>2</sub> (ppme) tient compte du pouvoir de réchauffement global (PRG) du gaz considéré, qui désigne le facteur par lequel il faut multiplier la masse dudit gaz pour obtenir une masse de CO<sub>2</sub> produisant un impact équivalent sur l'effet de serre, compte tenu de la durée de vie du gaz dans l'atmosphère.

3 – Ppb signifie « part per billion » en anglais, soit un rapport de 10<sup>-9</sup>.

4 – Le forçage radiatif est approximativement défini comme la différence entre l'énergie radiative reçue et l'énergie radiative émise par un système climatique donné. Un forçage radiatif positif tend à réchauffer le système (plus d'énergie reçue qu'émise), alors qu'un forçage radiatif négatif va dans le sens d'un refroidissement (plus d'énergie perdue que reçue). Si l'on considère la Terre comme un système climatique, les causes possibles de forçage radiatif sont une modification du rayonnement solaire incident ou les effets de variation des quantités de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

**Tableau n° 3 : Table de correspondance entre émissions, concentration et augmentation des températures**

Catégories	I	II	III	IV	V	VI
Effet radiatif en $W/m^2$	2,5 – 3,0	3,0 – 3,5	3,5 – 4,0	4,0 – 5,0	5,0 – 6,0	6,0 – 7,5
Concentration en $CO_2$ en ppm	350 – 400	400 – 440	440 – 485	485 – 570	570 – 660	660 – 790
Concentration en $CO_2$ eq en ppm	445 – 490	490 – 535	535 – 590	590 – 710	710 – 855	855 – 1 130
Augmentation moyenne des températures par rapport à l'ère pré-industrielle en °C	2,0 – 2,4	2,4 – 2,8	2,8 – 3,2	3,2 – 4,0	4,0 – 4,9	4,9 – 6,1
Année d'émission maximale (année d'inflexion des émissions)	2000 – 2015	2000 – 2020	2010 – 2030	2020 – 2060	2050 – 2080	2060 – 2090
Émissions globales de $CO_2$ en 2050 rapportées à l'année 2000 en %	– 85 à – 50	– 60 à – 30	– 30 à + 5	+ 10 à + 60	+ 25 à + 85	+ 90 à + 140
Nombre de scénarios évalués (Total : 177)	6	18	21	118	9	5

Source : d'après GIEC 2007<sup>1</sup>

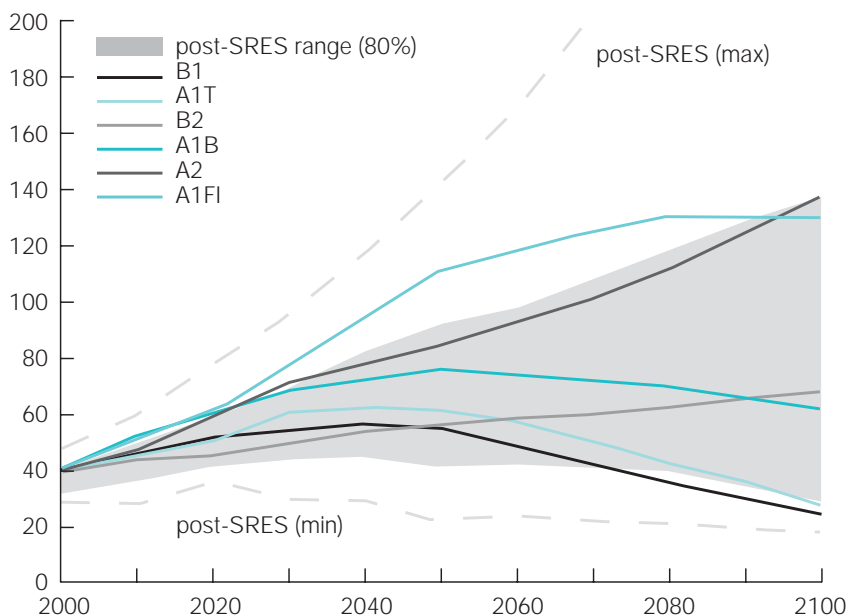
Le GIEC a construit des scénarios stylisés pour simuler l'évolution des émissions humaines de gaz à effet de serre d'ici à 2100. Chacun de ces scénarios fait l'objet d'explications détaillées dans le rapport dit SRES de 2000 (*Special Report on Emission Scenarios*) et traduit des hypothèses différentes sur la croissance économique et démographique mondiale, le rattrapage des pays en développement, la qualité environnementale et la diffusion des technologies.

1 – Le lecteur est invité à se reporter au rapport de l'IPCC (IPCC, 2007, p. 15) pour les détails de la construction de ce tableau.

Ces scénarios<sup>1</sup> conduisent à des projections contrastées d'émissions de gaz à effet de serre (exprimées en GtCO<sub>2</sub>eq) d'ici à la fin du XXI<sup>e</sup> siècle, comme le montre le graphique n° 2.

Dans les scénarios les plus « pessimistes » (dits de catégorie VI), les émissions mondiales de gaz à effet de serre pourraient doubler d'ici à 2050, avec comme conséquence un quasi-triplement des concentrations atmosphériques en 2100 (855 à 1 130 ppm contre 379 ppm aujourd'hui) et un réchauffement de l'ordre de 4,9 à 6,1 °C à la fin du siècle par rapport aux températures préindustrielles.

**Graphique n° 2 : Les émissions de gaz à effet de serre selon les différents scénarios<sup>2</sup> du GIEC**  
en gigatonnes de CO<sub>2</sub> eq/an



Source : GIEC 2007, Climate Change 2007, Synthesis Report

1 – Les différents scénarios présentés dans ce graphique renvoient aux hypothèses suivantes : A1 suppose un monde avec une forte croissance économique, un pic de la population mondiale au milieu du XXI<sup>e</sup> siècle, et l'introduction et la diffusion rapide de technologies efficaces, avec prédominance des sources d'énergie fossiles (variante A1FI), des énergies alternatives (A1T) ou un mix équilibré des deux (A1B) ; B1 fait l'hypothèse d'une forte convergence des niveaux de vie au plan mondial et introduit des mutations dans la structure des systèmes économiques (essor des services et des TIC) ; B2 se fonde sur une croissance économique plus modérée, sur un dynamisme moins grand de la population mondiale, dans un contexte de repli régional (fragmentation du monde) ; A2 parie sur un monde très hétérogène, avec un fort accroissement démographique, une croissance économique ralentie et un certain pessimisme sur le progrès technique.

2 – Émissions annuelles mondiales en l'absence de politiques additionnelles, pour six scénarios SRES et une gamme de scénarios plus récents (post-SRES).

## 1.2. Les enjeux économiques du dérèglement climatique

Les conséquences des dérèglements climatiques sont étayées par les observations passées et par la capacité prédictive des modèles, en termes de qualification des dommages (disparition d'espèces, submersion des zones côtières en raison de la montée des eaux, tensions accrues sur la production agricole et l'approvisionnement alimentaire dans les pays en développement, etc.) et de valorisation économique des effets du réchauffement. On trouve dans le tableau n° 4 une description des impacts potentiels tels qu'ils sont appréhendés aujourd'hui.

**Tableau n° 4 : Les impacts potentiels du réchauffement climatique selon le niveau de température atteint**

Hausse T	Eau	Alimentation	Santé
1° C	Disparition des petits glaciers andins avec une menace sur les ressources en eau pour 50 millions de personnes	IMPACTS POSITIFS Léger accroissement des rendements céréaliers dans les zones tempérées	300 000 morts chaque année liées au changement climatique (malaria, diarrhée, malnutrition)  Réduction de la mortalité hivernale en Europe du Nord et aux États-Unis
2° C	Diminution de 20 % à 30 % des ressources en eau dans certaines zones vulnérables comme l'Afrique australe et la Méditerranée	Forte diminution des rendements de culture dans les zones tropicales (- 5 % à - 10 % en Afrique)	40-60 millions de personnes supplémentaires exposées à la malaria en Afrique
3° C	Graves sécheresses en Europe méridionale tous les 10 ans en moyenne 1-4 Mds d'êtres humains supplémentaires touchés par des pénuries d'eau	150-550 millions d'êtres humains supplémentaires menacés de famine Rendements agricoles en haute altitude culminent	1-5 millions de personnes en plus souffrant de malnutrition (si l'effet fertilisant du carbone dans les sols diminue)
4° C	Diminution de 30 % à 50 % des ressources en eau en Afrique australe et en Méditerranée	Pertes de rendements de 15 % à 35 % en Afrique et cessations de production dans certaines régions (Australie...)	80 millions de personnes supplémentaires exposées à la malaria en Afrique
5° C	Fonte des glaciers dans l'Himalaya affectant 1/4 de la population chinoise et plusieurs millions d'Indiens	Augmentation continue de l'acidité océanique menaçant les écosystèmes marins et les ressources halieutiques	
Sup. à 5° C	Les modèles actuels sont incapables de rendre compte des effets dévastateurs d'une telle hausse des températures en raison de leur ampleur exceptionnelle		

Hausse T	Zones continentales	Environnement/ biodiversité	Ruptures
1° C	Fonte du permafrost causant des dégâts aux routes et aux bâtiments en Russie et au Canada	Au moins 10 % des espèces répertoriées menacées d'extinction Dommages irréversibles à 80 % des récifs coralliens (dont la Grande Barrière de corail)	Ralentissement de la circulation thermohaline dans l'océan Atlantique
2° C	Jusqu'à 10 millions de personnes supplémentaires menacées par la submersion des zones côtières	15 % à 40 % des espèces menacées d'extinction dont certaines en milieu arctique (caribou, ours polaire)	Fonte accélérée de la banquise au Groenland avec un risque de hausse du niveau des océans de 7 m
3° C	Jusqu'à 170 millions de personnes en plus menacées par la submersion des zones côtières	20 % à 50 % des espèces menacées d'extinction (25 % à 60 % des mammifères, 30 % à 40 % des oiseaux et 15 % à 70 % des papillons en Afrique du Sud) Déclin avancé de la forêt amazonienne	Risque croissant d'événements imprévisibles dans les courants atmosphériques (moussons...) Risque croissant d'effondrement de la couche de glace dans l'Antarctique Ouest (d'où une hausse supplémentaire du niveau des océans)
4° C	Jusqu'à 300 millions de personnes en plus menacées par la hausse du niveau des océans	Disparition de la moitié de la toundra Plus de la moitié des réserves naturelles sont incapables de respecter leurs objectifs de conservation	Risque croissant d'une rupture dans la circulation thermohaline dans l'Océan atlantique
5° C	Graves menaces sur les petites îles, les zones côtières comme la Floride et des grandes villes comme New York, Londres, Tokyo		
Sup. à 5° C	Les modèles actuels sont incapables de rendre compte des effets dévastateurs d'une telle hausse des températures en raison de leur ampleur exceptionnelle		

Source : Rapport Stern

Certains économistes (notamment William Nordhaus<sup>1</sup> et Richard Tol) ont tenté au cours des dernières années d'évaluer sur une base chiffrée le coût de l'effet de serre, élargissant ainsi le champ de l'analyse économique au-delà de la

1 – On trouvera plus loin une présentation de ces travaux, notamment sur le point spécifique fait autour des débats introduits récemment dans le rapport Stern et dans une présentation assez large des valeurs carbone produites dans les travaux internationaux de ces dernières années.



simple évaluation des coûts de réduction des émissions. Le rapport de Sir Nicholas Stern pour le Trésor britannique a reformulé les chiffrages existants, au regard notamment de l'incertitude qui pèse sur la gravité des dommages futurs. Face au risque accru, mais non parfaitement probabilisable, d'événements brutaux et catastrophiques (ralentissement du *Gulf Stream*, fonte de la banquise antarctique, etc.), le rapport recommande en substance de se constituer dès aujourd'hui une « épargne de précaution », c'est-à-dire de limiter à la source les émissions de gaz à effet de serre, pour éviter de surexposer les générations futures à des dommages d'une ampleur inédite et potentiellement irréversibles.

## 2. Le traitement international de l'effet de serre et les incertitudes à venir

Le climat mondial est un bien collectif qui appelle donc un engagement des gouvernements des principaux pays émetteurs de gaz à effet de serre. Cet engagement se heurte de fait à de nombreuses difficultés, même si certains des outils permettant de faire face à ce défi se mettent progressivement en place. Ces éléments qui dépendent en grande partie des décisions qui seront prises par la communauté internationale sont décisifs pour l'élaboration d'une valeur tutélaire du carbone. On peut revenir ici sur quelques points permettant d'apprécier le chemin parcouru et les problèmes qui se posent aujourd'hui pour aller plus loin dans l'engagement international contre le changement climatique.

### 2.1. La dynamique créée par le protocole de Kyoto

Les dispositions du protocole de Kyoto, adopté en 1997 et entré en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2005, constituent une traduction opérationnelle condensée du schéma optimal qu'il faudrait mettre en œuvre pour lutter efficacement contre le réchauffement de la planète. Elles contiennent en effet les principaux ingrédients du « succès » :

- d'une part, des engagements quantifiés et contraignants de limitation des émissions en volume, pour une quarantaine de pays dits de l'Annexe B s'étant astreints à réduire leurs émissions en 2008-2012 par rapport à 1990 ;
- d'autre part, des mécanismes économiques favorisant une répartition efficace de l'effort à travers l'émergence d'un signal-prix sur le carbone. Les États « contraints » et les entreprises relevant de leur juridiction ont ainsi la faculté de réduire d'eux-mêmes leur propre « empreinte carbone » ou de financer l'effort d'abattement équivalent en achetant des permis à l'étranger, l'arbitrage dépendant pour chaque acteur de ses coûts marginaux de réduction comparés au prix des permis. C'est sur ce fondement que l'Union européenne a décidé de mettre en place à partir de 2005 le système d'échange de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> (ETS : *European Trading Scheme*) sur lequel on reviendra.

Le tableau n° 5 indique les principales étapes de cette prise de conscience depuis une vingtaine d'années.

**Tableau n° 5 : Les grandes étapes de la négociation internationale**

1990	<i>Dépôt du 1<sup>er</sup> rapport d'évaluation du GIEC</i>	
1992	Conférence des Nations unies sur l'environnement et le développement – Rio de Janeiro	Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC)
1994	<b>Entrée en vigueur de la CCNUCC</b>	
1995	<i>Dépôt du 2<sup>e</sup> rapport d'évaluation du GIEC</i>	
	COP 1 – Berlin	Mandat de Berlin
1996	COP 2 – Genève	
1997	COP 3 – Kyoto	Protocole de Kyoto
1998	COP 4 – Buenos Aires	Plan d'action de Buenos Aires Échéancier de mise en œuvre du protocole de Kyoto
1999	COP 5 – Bonn	
2000	COP 6 – La Haye	
	<i>Dépôt du 3<sup>e</sup> rapport d'évaluation du GIEC</i>	
2001	COP 6 de reprise – Bonn	Accords de Bonn : entente sur la mise en œuvre du protocole de Kyoto
	COP 7 – Marrakech	Accords de Marrakech : finalisation des détails techniques relatifs au protocole de Kyoto
2002	Sommet mondial pour le développement durable – Johannesburg	Examen des progrès accomplis depuis 1992
	COP 8 – New Delhi	Déclaration de Delhi
2003	COP 9 – Milan	
2004	COP 10 – Buenos Aires	Programme de travail de Buenos Aires : entente sur les mesures d'adaptation et de riposte
	<b>Entrée en vigueur du protocole de Kyoto</b>	
2005	COP 11 – Montréal	
	COP/MOP 1 – Montréal	Lancement des groupes de travail sur le futur régime (Dialogue et GTS)
2006	COP 12 – Nairobi COP/MOP 2 – Nairobi	Programme de travail de Nairobi sur les impacts, la vulnérabilité et l'adaptation
2007	<i>Dépôt du 4<sup>e</sup> rapport d'évaluation du GIEC</i>	
	COP 13 – Bali COP/MOP 13 – Bali	

Source : Mission interministérielle de l'effet de serre (<http://www.effet-de-serre.gouv.fr>)

## 2.2. Les incertitudes sur la suite des engagements internationaux

Malgré le consensus solide sur lequel s'appuie la lutte contre l'effet de serre, les 189 États parties à la Convention-cadre des Nations unies sur le changement climatique n'ont, jusqu'à présent, pas pu se mettre d'accord sur un objectif quantitatif à long terme, fût-il exprimé en émissions de gaz à effet de serre, en plafonds de concentrations atmosphériques ou en hausse maximale admise des températures.

On ne dispose pas, non plus, d'un instrument unique de tarification du carbone à l'échelle mondiale qui permettrait de diriger l'effort de réduction des émissions des gaz à effet de serre vers les pays et les secteurs d'activité où cela est le plus facile et le moins coûteux.

Pour innovante et prometteuse qu'elle soit, la « boîte à outils » du protocole de Kyoto reste donc très incomplète. Les objectifs chiffrés des pays de l'Annexe B ne concernent que 30 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre (essentiellement Union européenne, Japon, Canada et récemment Australie), les États-Unis ayant préféré rester à l'écart en l'absence d'engagements symétriques de la part des grands pays émergents. Or l'efficacité de la lutte contre le changement climatique repose sur l'engagement solidaire des principaux pays émetteurs de gaz à effet de serre, autrement dit les États-Unis, la Chine et l'Inde, qui seront à l'origine des deux tiers de l'augmentation des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> d'ici à 2030 (source : AIE 2007).

Les négociations qui ont débuté au sein de l'ONU fin mars-début avril 2008 à Bangkok, pour s'achever en principe fin 2009 à Copenhague dans le cadre du plan d'action de Bali (décembre 2007), décideront du cadre institutionnel de long terme que la communauté internationale souhaite se donner pour lutter contre le réchauffement climatique. Les négociations de Bali ont débouché sur un processus global et formalisé qui encadre les négociations jusqu'en 2009. Un certain nombre de décisions techniques ont pu être prises qui préfigurent les débats de fond qui vont maintenant s'engager pour préparer l'après-2012. Il n'en demeure pas moins qu'apparaissent, à l'occasion de ces négociations, plusieurs sujets difficiles :

- l'objectif optimal de réduction globale des émissions de CO<sub>2</sub> ;
- la manière dont doivent être formulées les contributions respectives des pays développés et des pays en développement<sup>1</sup> ;
- la manière dont peuvent être associés à cet effort collectif les pays en développement ;
- la gouvernance de cet effort collectif (mesure des efforts, vérification et contrôle, etc.).

1 – En raison de la très forte croissance de leurs émissions de gaz à effet de serre, les économies émergentes comme la Chine et l'Inde font face à des responsabilités nouvelles. Les simulations effectuées dans le groupe des économistes et qu'on trouvera dans les rapports des modélisateurs et notamment celui du CIRED autour des résultats d'IMACLIM montrent en effet que les pays émergents à forte croissance, ainsi que les économies pétro-dépendantes (Russie, Moyen-Orient), auront beaucoup plus à perdre en termes de croissance du PIB que les pays développés s'ils souscrivent à une feuille de route volontariste de réduction des émissions. La position dure que ces pays ont prise dans les négociations climatiques autour d'une forme de droit à compensation (financière et technologique) semble donc tout à fait rationnelle et légitime. Restent les inévitables complications pratiques lorsqu'on cherche à calculer précisément la part de l'effort additionnel qui ouvre droit à une prise en charge extérieure et à déterminer la nature des soutiens (transferts monétaires, « air chaud », conditions concessionnelles d'accès à certaines technologies clés, etc.).

À ce stade, il ne semble pas acquis que le futur régime multilatéral de lutte contre le changement climatique après 2012 se cale sur la structure et les exigences du protocole de Kyoto. L'ensemble des protagonistes a intérêt à trouver une solution concertée au plan mondial, seul gage d'efficacité dans le respect de l'objectif ultime de la Convention-cadre des Nations unies<sup>1</sup>. Cependant, l'asymétrie entre les coûts et les bénéfices du changement climatique *perçus* par chacun des États pris isolément, ajoutée à l'hétérogénéité des préférences (tension contradictoire entre croissance économique et rationnement des émissions) et à l'incertitude sur le positionnement exact des autres partenaires, peut inciter à adopter un comportement de minimisation du risque et de « passager clandestin ».

La démarche unilatérale de l'Union européenne s'analyse comme une tentative de rupture de l'équilibre non coopératif pour aboutir à une solution concertée. Si l'Europe a dévoilé sa propre stratégie, sa contribution à l'atténuation des émissions ne peut être que faible (elle représente 11,8 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> en 2000) et l'incertitude demeure sur les comportements respectifs, et sans doute interdépendants, des États-Unis et de la Chine. Cette situation comporte deux risques majeurs :

- d'une part, l'absence de garanties sur l'efficacité environnementale de la lutte contre l'effet de serre, *a fortiori* si les productions et les émissions ne font que se déplacer vers les États où la contrainte est faible ou inexistante (problématique des « fuites de carbone ») ;
- d'autre part, la mauvaise allocation des efforts au niveau mondial en raison de l'hétérogénéité et du cloisonnement des prix du carbone dans les différents États, qu'ils soient explicites (taxes, permis d'émission) ou « cachés » (normes réglementaires, crédits d'impôts, etc.).

### 2.3. Les objectifs de la France et de l'Union européenne

Les objectifs de la France et de l'Union européenne sont désormais affichés à l'horizon 2050 :

- la loi de programmation et d'orientation sur la politique énergétique du 13 juillet 2005<sup>2</sup> engage la France sur le sentier de ce qu'il est convenu d'appeler le « facteur 4 », c'est-à-dire une diminution de 75 % des émissions de gaz à effet de serre en 2050 par rapport aux niveaux actuels, avec un cheminement en principe linéaire sur toute la période ;

1 – Selon l'article 2 de la Convention, « l'objectif ultime [...] est de stabiliser [...] les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique ».

2 – Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique. En son article 2, la loi POPE dispose que « la lutte contre le changement climatique est une priorité de la politique énergétique qui vise à diminuer de 3 % par an en moyenne les émissions de gaz à effet de serre de la France [...] la France soutient la définition d'un objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ce qui nécessite, compte tenu des différences de consommation entre pays, une division par quatre ou cinq de ces émissions pour les pays développés ». Dans sa version actuelle, l'article 2 du titre 1<sup>er</sup> « Lutte contre le changement climatique » du projet de loi de programmation prévoit que « la France place la lutte contre le changement climatique au premier rang des priorités assignées à ses politiques nationale, européenne et internationale. Dans cette perspective, elle confirme son engagement de diviser par quatre ses émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050, afin de ramener à cet horizon ses émissions de gaz à effet de serre à un niveau inférieur à [140 millions de tonnes équivalent CO<sub>2</sub>] ».

- lors du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007<sup>1</sup>, l'Union européenne s'est quant à elle dotée d'objectifs chiffrés contraignants de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre à l'horizon de 2020 (– 20 % a minima par rapport à 1990, – 30 % en cas d'accord international répondant à certains critères), avec une option à plus long terme de – 60 % à – 80 % en 2050 pour l'ensemble des pays développés.

Ces deux décisions permettent de disposer de « points fixes » pour calibrer les scénarios d'objectifs à moyen (2020) et long terme (2050) dont la valeur du carbone constituera la « valeur duale ».

### 3. Le changement de tendance dans l'évolution des prix de l'énergie

Selon le 4<sup>e</sup> rapport d'évaluation du GIEC, les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie (principalement issues de la combustion de sources fossiles pour la production de chaleur et d'électricité et pour le transport) représentent environ 70 % des émissions totales.

Le pétrole couvre aujourd'hui 35 % de la demande d'énergie dans le monde. Le gaz (21 %) et le charbon (25 %) jouent également un rôle important et qui est appelé à se renforcer au cours des deux prochaines décennies, dans la mesure où le charbon est plus abondant et son prix plus attractif.

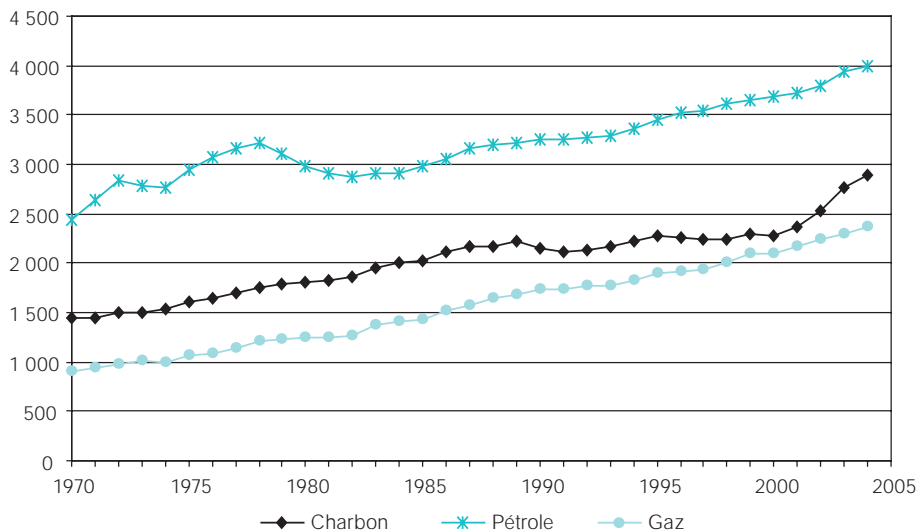
1 – Les articles des conclusions du Conseil européen des 8-9 mars 2007 :

« (art. 30) Le Conseil européen réaffirme que les engagements de réduction des émissions en valeur absolue constituent l'élément central d'un marché mondial du carbone. Les pays développés devraient continuer à montrer la voie en s'engageant à réduire collectivement leurs émissions de gaz à effet de serre de 30 % environ d'ici à 2020 par rapport à 1990. Ce faisant, ils devraient également viser à réduire collectivement leurs émissions de 60 % à 80 % d'ici à 2050 par rapport à 1990.

(art. 31) Dans ce cadre, le Conseil européen est favorable à ce que l'UE se fixe comme objectif de réduire de 30 % les émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2020 par rapport à 1990, à titre de contribution à un accord mondial global pour l'après-2012, pour autant que d'autres pays développés s'engagent à atteindre des réductions d'émission comparables et que les pays en développement plus avancés sur le plan économique apportent une contribution adaptée à leurs responsabilités et à leurs capacités respectives. Il invite ces pays à formuler des propositions concernant leur contribution à un accord pour l'après-2012.

(art. 32) Le Conseil européen souligne que l'UE est déterminée à faire de l'Europe une économie à haut rendement énergétique et à faible taux d'émission de gaz à effet de serre et décide que, jusqu'à la conclusion d'un accord mondial global pour l'après-2012 et sans préjudice de la position qu'elle adoptera dans les négociations internationales, l'UE prend, de manière indépendante, l'engagement ferme de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20 % d'ici à 2020 par rapport à 1990. »

Graphique n° 3 : La consommation mondiale d'énergie primaire en Mtep



Source : Observatoire de l'énergie

### 3.1. L'envolée des prix du pétrole

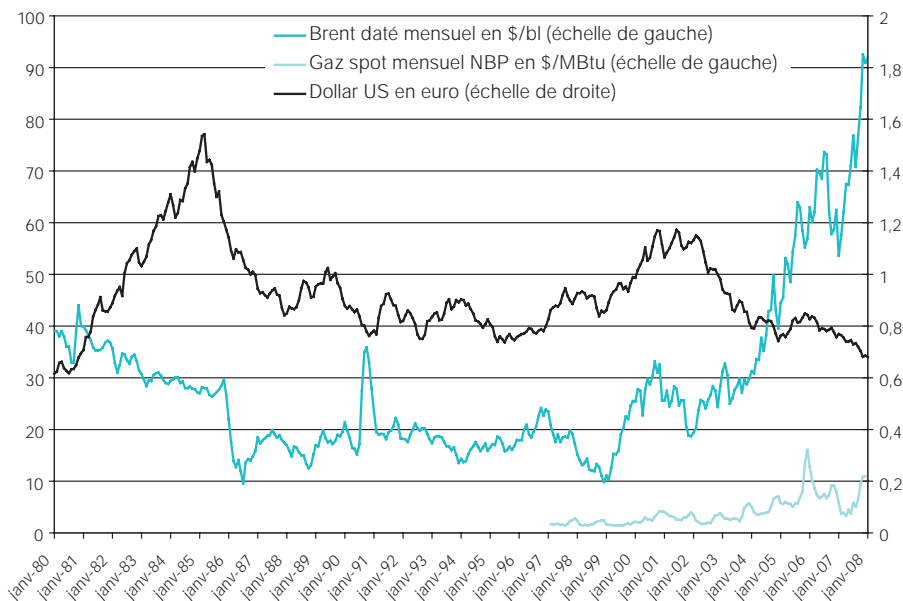
La valeur de référence préconisée par le rapport Boiteux avait été élaborée dans un contexte où le baril du pétrole s'élevait à 24 dollars en 2000 pour atteindre 36,5 dollars en 2030 (en dollars 2000). Depuis 2001, année de réalisation du rapport Boiteux, le prix du baril de pétrole a plus que triplé sur les marchés mondiaux, passant de 21 dollars en moyenne à 73 dollars en 2007, pour dépasser les 100 dollars début 2008. Les projections 2007 de l'Agence internationale de l'énergie (*World Energy Outlook 2007*) ont été fondées sur un prix du baril de 65 dollars (USD 2005) en 2030, alors que celles réalisées en 2001 par la même institution faisaient état d'un baril à 28 dollars en 2030.

Cette hausse du prix du pétrole et celle, corrélée bien que décalée, du prix du gaz<sup>1</sup> s'expliquent de façon prépondérante :

1 – Pour le gaz, la France s'approvisionne principalement par le biais de contrats à long terme (15 à 25 ans) passés avec des entreprises de pays producteurs européens ou voisins (Gazprom, Sonatrach, Statoil, GasTerra, etc.). Dans ce cadre, les prix du gaz sont indexés principalement sur ceux des produits pétroliers, avec un retard moyen de l'ordre de six mois. En complément de ces achats, la France s'approvisionne également sur les marchés « spot », marchés de gros britanniques (NBP) et de Zeebrugge, qui sont particulièrement volatils.

- par une hausse soutenue de la demande mondiale, principalement liée à la croissance rapide des économies émergentes d'Asie<sup>1</sup>, qui n'est pas suivie par des investissements à due proportion dans l'amont pétrolier, ni satisfaite par la production retrouvée en Irak<sup>2</sup>. Dans ce contexte, le moindre événement géopolitique menaçant d'amputer l'offre à court terme est de nature à provoquer des hausses de prix très vives sur les marchés pétroliers ;
- par une érosion persistante du dollar face à l'euro<sup>3</sup> et au yen qui a pu inciter les investisseurs à se « réfugier » sur les marchés des matières premières, d'autant que la crise financière, depuis l'été 2007, tend à les détourner des marchés boursiers.

**Graphique n° 4 : Prix du pétrole (brent) et du gaz  
et taux de change dollar/euro<sup>4</sup>**



Source : Observatoire de l'énergie, avril 2008

1 – Entre 2000 et 2005, les consommations de pétrole ont augmenté en moyenne de 4,8 % par an en Chine et en Inde, contre + 1,6 % à l'échelle mondiale. Au cours des deux prochaines décennies, la demande de pétrole brut continuera à s'accroître à un rythme soutenu en Chine et en Inde (+ 3,7 % par an entre 2005 et 2030, contre + 0,5 % dans l'OCDE et + 1,3 % au plan mondial). Les deux géants asiatiques absorberont plus de 40 % de l'augmentation de la demande mondiale de pétrole d'ici à 2030, date à laquelle les deux pays représenteront 20,3 % de la consommation mondiale, contre 11,4 % aujourd'hui.

2 – L'offre de pétrole a pu suivre approximativement au même rythme que la demande sur la période 2000-2006 (+ 1,7 % par an), mais les capacités excédentaires rapidement mobilisables, qui révèlent les tensions réelles et/ou perçues entre la demande et le volume de production potentiel à chaque instant, sont inférieures (2 à 3 Mb/jour) à ce qui est habituellement considéré comme nécessaire pour faire face à une rupture temporaire d'approvisionnement chez un producteur (seuil de 4 %).

3 – La baisse du cours du dollar efface presque la hausse en dollar du prix moyen annuel du brut importé : exprimé en euro, celui-ci ne croît sur la période 2006-2007 que de 1,0 %, contre + 10 % exprimé en dollar.

4 – Cours du Brent en dollar (courant), cours du gaz spot à un mois à la bourse NBP (National Balancing Point, Londres) en \$/MBtu et taux de change du dollar en euro, en moyennes mensuelles de janvier 1980 à janvier 2008.

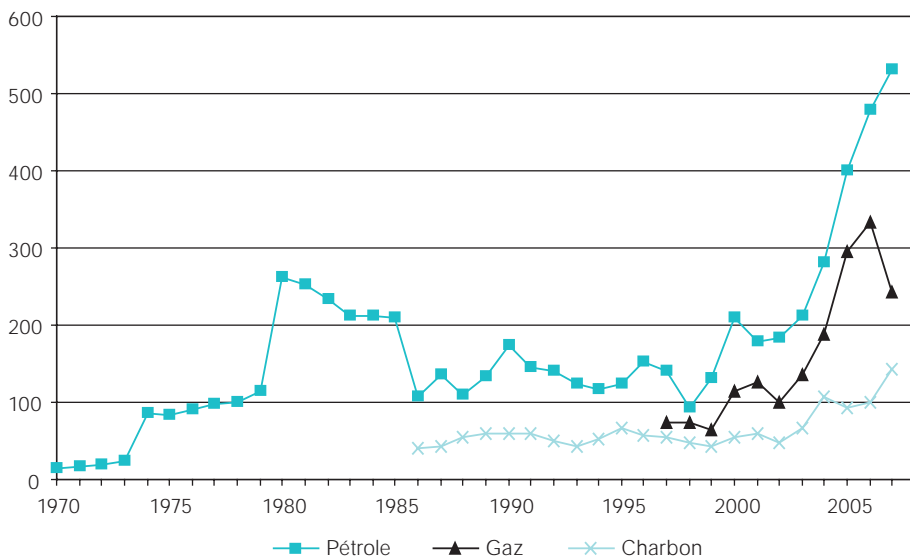
Les projections que l'on peut faire du prix du pétrole dépendent à la fois de l'appréciation des fondamentaux physiques – rente de rareté compte tenu des anticipations sur l'épuisement des ressources (*peak oil*) – du prix de revient des technologies de substitution et de la réalité des pouvoirs de marché, compte tenu de la concentration des capacités de production, ou des conséquences de la financiarisation accrue de l'actif pétrolier et de l'afflux de liquidités sur les contrats pétroliers.

### 3.2. Le renchérissement du charbon

Au même titre que les autres matières premières, les cours du charbon sont en forte hausse depuis 2003 comme le montre le graphique n° 5. De janvier à décembre 2007, le prix du charbon vapeur<sup>1</sup> a quasiment doublé, passant de 67 dollars par tonne (51 euros) CAF<sup>2</sup> à 131 dollars par tonne (90 euros). En moyenne sur 2007, le prix spot du charbon vapeur affiche 87 dollars par tonne, soit un bond de 37 % sur un an, après + 3,2 % en 2006<sup>3</sup>.

Cette flambée des prix du charbon s'explique principalement par une forte demande mondiale. En effet, entre 2001 et 2006, la consommation de charbon a affiché un taux de croissance annuel moyen d'environ + 6 %, soit deux fois l'évolution de la demande de gaz ainsi que celle de pétrole.

**Graphique n° 5 : L'évolution du prix des différentes énergies fossiles en dollars courants/tep**



Source : Observatoire de l'Énergie

1 – Sur le marché ARA (Anvers, Rotterdam, Amsterdam).

2 – CAF : coût, assurance et fret.

3 – Mesurée en euro, cette hausse est atténuée du fait de l'appréciation de la monnaie européenne durant cette période : 63 €/t CAF, soit, malgré tout, un bond de 25 %, après + 2,5 % en 2006.



Les seules dynamiques à l'œuvre sur les marchés énergétiques (accroissement très significatif du prix hors taxes du pétrole et du gaz) incitent à la modération des consommations mais peuvent aussi entraîner des effets de substitution entre sources d'énergie à travers un recours accru au charbon, dont l'intensité carbone est plus élevée que le gaz et le pétrole. À cet effet s'ajoute dans le secteur électrique l'effet de rendement – inférieur pour les centrales à charbon – qui débouche sur un kWh représentant environ 800 gCO<sub>2</sub> dans une centrale à charbon contre 400 gCO<sub>2</sub> pour un kWh produit par un cycle combiné à gaz.

Dans ce contexte, la commission, on le verra plus loin, s'est attachée à articuler la trajectoire du prix du carbone avec l'évolution du prix des énergies fossiles et du système énergétique, ainsi qu'avec la façon dont la rente reflétant la limitation des émissions de CO<sub>2</sub> sera partagée entre les pays producteurs et les pays consommateurs d'énergies fossiles au sens large, pour chacun des marchés concernés (gaz, charbon, pétrole).

## 4. L'émergence des marchés du carbone

À la date de publication du référentiel « Boiteux », le prix du carbone était avant tout un prix fictif et une construction intellectuelle, sans enracinement dans le monde réel. Aucun retour d'expérience ne permettait d'en tester *ex-ante* la robustesse.

### 4.1. La mise en place d'un marché européen de quotas de CO<sub>2</sub>

Afin d'anticiper le système international d'échange de permis d'émission de gaz à effet de serre prévu par Kyoto<sup>1</sup> en 2008, l'Europe a choisi de mettre en œuvre, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2005, un système européen d'échange de quotas<sup>2</sup> qui attribue aux principaux émetteurs des secteurs de l'industrie et de l'énergie des allocations initiales d'émission de gaz à effet de serre.

Depuis la mise en place en 2005 par l'Union européenne du plus grand marché de quotas de CO<sub>2</sub> existant à ce jour, le carbone est devenu, non sans difficultés, une réalité économique qui affecte les choix de production et les décisions

1 – Le protocole de Kyoto prévoit trois mécanismes de flexibilité afin d'aider les pays industrialisés à atteindre leurs objectifs de réduction de leurs émissions de GES au moindre coût :

- l'échange de permis d'émission négociables : le marché des permis est alimenté par les pays industrialisés ayant fait mieux que leur objectif de réduction et disposant ainsi de droits d'émission en excès. La mise en œuvre du protocole de Kyoto en 2008 implique la distribution à chaque État de l'Annexe B (pays industrialisés) des unités de quantité attribuée (UQA) correspondant à son niveau de plafonnement des émissions. Ces UQA sont librement échangeables sur le marché international entre États. En fin de période, chaque État devra restituer autant d'unités qu'il aura émises de gaz à effet de serre entre 2008 et 2012 ;
- la mise en œuvre conjointe (MOC) : permet à un pays industrialisé de se voir crédité des réductions d'émissions obtenues grâce à un investissement, réalisé par ses entreprises, dans un autre pays industrialisé. Ce mécanisme concerne principalement les pays d'Europe centrale et orientale, la Russie et l'Ukraine ;
- le mécanisme de développement propre (MDP) : suit le même principe que la mise en œuvre conjointe, mais cette fois entre un pays industrialisé et un pays en développement.

2 – Voir sur ce point un premier bilan de cette expérience dans De Perthuis, Convery et Ellerman (2008).

d'investissement de 12 000 établissements des secteurs de l'industrie et de l'énergie. Le prix du CO<sub>2</sub> sur le marché européen des quotas (marché ETS) est aujourd'hui le prix de référence au plan international<sup>1</sup>. Il est utilisé par les industriels européens mais aussi par tous les développeurs de projets dans le monde qui souhaitent valoriser leur réduction d'émissions via les mécanismes de projet du protocole de Kyoto :

- son champ d'application concerne environ 40 % des émissions totales de gaz à effet de serre de l'UE et plus de 45 % des émissions de CO<sub>2</sub> ;
- le dispositif a effectivement produit ce que l'on attendait d'un marché « environnemental » : une infrastructure performante (systèmes de registres interconnectés de transactions, surveillance et contrôle des émissions effectives), des prix (au comptant et à terme, pour différentes maturités), une profondeur d'échanges (262 millions de tonnes en 2005, 809 millions de tonnes en 2006, 1,5 milliard de tonnes en 2007), un effort d'abattement réel estimé entre 50 et 100 millions de tonnes par an en 2005 et 2006<sup>2</sup> ;
- le marché européen s'est imposé comme le noyau de la finance carbone internationale en s'interconnectant avec succès aux mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto (mécanisme de développement propre – MDP, mise en œuvre conjointe – MOC), dont le prix des crédits (respectivement URCE<sup>3</sup> et URE) est corrélé à celui du quota ;
- le marché européen est désormais prêt à accueillir de nouvelles activités (le transport aérien dès 2011<sup>4</sup>, le captage et le stockage du CO<sub>2</sub>, etc.), de nouveaux gaz à effet de serre (par exemple les perfluorocarbures issus de la production d'aluminium), et à bénéficier de nombreuses améliorations après 2012 (allongement de la durée des périodes, basculement vers les enchères comme mode d'allocation de droit commun, prise en compte des risques de « fuites de carbone », etc.) qui devraient répondre aux difficultés rencontrées lors de la période 2005-2007 ;
- entre 2005 et 2007, le prix annuel moyen du quota au comptant est passé de 22,79 euros à 0,66 centimes d'euro la tonne, conséquence du surplus de quotas sur les émissions réelles vérifiées et surtout de l'absence de possibilité de report (*banking*) des quotas non utilisés d'une période à l'autre. Sur la même

1 – Sur le marché européen d'échange de quotas de CO<sub>2</sub> (EU ETS), les installations « sous quotas » doivent restituer des quotas à hauteur des émissions de CO<sub>2</sub> de l'année précédente pour être en conformité avec la Directive quotas. Le prix du quota (1 quota = 1 tonne de CO<sub>2</sub>) émerge de la rencontre de l'offre et de la demande. L'offre se compose du plafond d'allocation initial de quotas aux installations émettrices de CO<sub>2</sub> pour une période et de la quantité pour la phase II (2008-2012) de crédits Kyoto utilisables. La demande dépend de l'ensemble des facteurs de hausse ou de baisse des émissions de CO<sub>2</sub>. L'évolution des prix s'est également montrée très sensible aux annonces institutionnelles concernant le périmètre et les modalités des échanges de quotas (Commission européenne).

2 – Ellerman et Buchner (2008).

3 – Les URE ou unités de réduction des émissions (ERUs en anglais) sont les crédits attribués pour des réductions d'émissions réalisées dans le cadre du mécanisme de mise en œuvre conjointe (MOC). Les URCE ou unités de réduction certifiée des émissions (CREs en anglais) sont les crédits attribués pour des réductions d'émissions réalisées dans le cadre du mécanisme de développement propre (MDP). Chaque URE et URCE équivaut à une tonne d'équivalent de CO<sub>2</sub>.

4 – La Commission européenne a proposé de modifier la directive 2003/87/CE établissant le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre pour y intégrer les activités aériennes. Le Parlement puis le Conseil des ministres ayant approuvé la modification dans des termes légèrement différents, une seconde lecture par le Parlement est en cours. L'intégration dans le système d'échange du transport aérien intérieur à l'Union s'effectuera d'abord à partir de 2011, puis celui des vols internationaux à partir de 2012.

période, il était déjà possible de négocier des contrats à terme pour livraison entre 2008 et 2012 (phase II du marché) à 21,50 euros la tonne en moyenne. La deuxième phase a fait l'objet d'une allocation de quotas moins généreuse qu'entre 2005 et 2007, ce qui explique ce différentiel de prix.

**Tableau n° 6 : Les prix annuels moyens de la tonne de CO<sub>2</sub> sur le marché européen**

	2005	2006	2007
Quota au comptant ( <i>spot</i> ) - pour la phase I (2005-2007)	22,79 €	17,64 €	0,66 €
Contrats à terme ( <i>futures</i> ) - phase II (2008-2012)			
- livraison fin 2008	21,78 €	20,49 €	19,57 €
- livraison fin 2012	22,26 €	22,60 €	21,65 €

Source : Mission Climat de la Caisse des dépôts

Les derniers prix de marché (fin avril 2008) montrent :

- une tendance de prix à la hausse sur la phase II (2008-2012) : 28,50 euros la tonne pour livraison à fin 2012 (+ 31 % par rapport à fin janvier 2008);
- les premières cotations pour des contrats de la phase III (2013-2020) qui suivent la tendance de prix de la phase II (2008-2012) sans réelle rupture : 31 euros la tonne à fin 2014.

Les prévisions à plus long terme des analystes montrent une tendance à la hausse à l'horizon 2020 (cf. tableau n° 7).

**Tableau n° 7 : Prévisions du prix du CO<sub>2</sub> sur le marché ETS en euros par tonne**

	2012	2020
Commission européenne		39,00
Fortis	37,50	
Société générale	35,00	
Deutsche Bank	35,00	
UBS	32,50	
ICF	32,50	45,00

Source : Caisse des dépôts, Mission Climat

#### 4.2. Prix de marché et valeur tutélaire du carbone

Les marchés du carbone vont constituer dans les décennies qui viennent un élément décisif de la lutte contre le changement climatique :

- les prix sur ces marchés révèlent le coût associé à la contrainte qu'on fait supporter au système économique, compte tenu du degré de liberté laissé aux acteurs pour gérer cette contrainte. Ils révèlent que les coûts marginaux

observés *ex-post* dans le système industriel diffèrent souvent de ceux estimés *ex-ante* par les experts ;

- ces marchés donnent de nombreuses informations utiles sur les déterminants de la valeur du carbone : les températures, les précipitations, les prix de l'énergie, les perspectives de croissance économique et de production industrielle, etc. ;
- ces éléments d'information seront de plus en plus précis au fur et à mesure que le marché européen couvrira un champ plus large et qu'il s'interconnectera avec les autres marchés du carbone pour former un véritable marché mondial.

La question se pose de savoir si, à terme, les signaux qui pourraient être envoyés par des marchés plus matures, interconnectés, avec des règles du jeu stables et contrôlées, seraient suffisants pour définir un référentiel carbone utile pour la collectivité :

- d'un côté, il existe un lien direct entre les objectifs de réduction affichés par la collectivité et les quotas alloués. On peut donc considérer que la valeur tutélaire de la collectivité devrait tendre à se confondre avec le prix de marché. Le marché réagit bien aux contraintes quantitatives décidées par la collectivité et détermine un prix qui s'impose aux acteurs privés comme aux acteurs publics ;
- de l'autre, les prix de marchés résultent des anticipations des agents dont les calculs et l'horizon peuvent ne pas prendre en compte l'ensemble des données importantes qui président à l'orientation à long terme des décisions structurantes des pouvoirs publics en termes d'investissement.

Dans l'immédiat, le marché reste encore trop limité pour donner une vision globale des contraintes que font peser les objectifs de réductions : les secteurs dans lesquels le coût d'abattement du carbone est important restent globalement hors ETS ; l'horizon temporel sur lequel le marché fonctionne est encore trop court, même si on observe des ventes de contrats allant sur des périodes au-delà de 2012. Il revient donc à l'État de fixer, en concertation avec les représentants de la société civile, une valeur tutélaire du carbone, même si cette valeur ne peut pas ignorer les signaux envoyés par le marché.

## Conclusion

Ce chapitre vient de passer rapidement en revue le cadre dans lequel la commission doit élaborer un référentiel carbone. Le contexte international a en effet beaucoup évolué depuis 2001 et quelques éléments importants méritent d'être intégrés à la réévaluation de la valeur du carbone :

- la connaissance autour de l'effet de serre et du réchauffement climatique a fait de grands progrès, et les enjeux économiques associés aux coûts de l'action et de l'inaction sont maintenant clairement posés ;
- la dynamique internationale autour du changement climatique se renforce mais continue de se heurter à de nombreuses difficultés qui ne permettent pas d'avoir une vision claire des engagements institutionnels à moyen-long terme ;
- l'émergence des marchés du carbone apporte un supplément d'informations pour déterminer, du moins sur un horizon court, la valeur de référence du carbone ;
- les attentes par rapport à un référentiel carbone se sont renforcées, comme en témoignent le Grenelle de l'environnement et les travaux conduits au niveau international sur la valeur du carbone, exposés dans le chapitre suivant.

## Les différentes approches de la valeur du carbone

Dans la littérature économique comme dans les débats publics, on voit apparaître un grand nombre de valeurs du carbone (ou du CO<sub>2</sub>). Ces références reposent sur des concepts théoriques, des espaces géographiques et des méthodes de calcul différents. La terminologie varie en conséquence : coût social du carbone, coût de réduction ou d'abattement des émissions, prix fictif, valeur économique ou valeur tutélaire du carbone.

La présentation qui suit passe en revue les différentes approches possibles :

- la première est fondée sur l'analyse coûts/avantages. La valeur du carbone est associée aux coûts des dommages occasionnés par l'effet de serre ; on parle alors de coût social des dommages ;
- la deuxième est fondée sur une approche coûts/efficacité. La valeur du carbone correspond au coût de réduction des émissions nécessaire pour atteindre un objectif de réduction des émissions ; on parle alors de coût d'abattement des émissions ;
- enfin, la troisième approche consiste à considérer les valeurs révélées par le marché ETS, qui sont fondamentalement des anticipations sur l'avenir du protocole de Kyoto et sur la façon dont l'Union européenne traduira ses engagements de réduction d'émissions dans les secteurs de l'énergie et de l'industrie. On a vu, dans le chapitre précédent, l'intérêt et les limites de cette approche.

Ces différentes approches sont adoptées par des études scientifiques, ainsi que par des exercices plus institutionnels, tels le rapport Stern ou celui de notre commission.

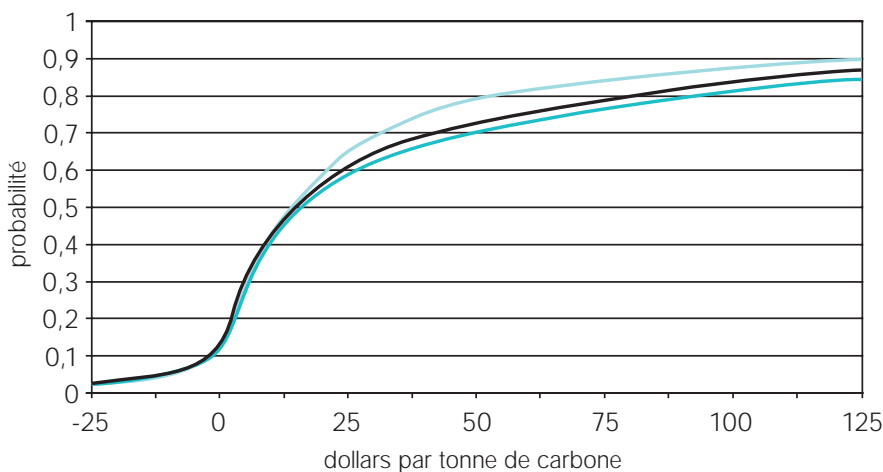
# 1. Les références pour définir la valeur du carbone<sup>1</sup>

## 1.1. Le coût social des dommages et l'analyse coûts/avantages

Une première manière d'aborder la valeur carbone consiste à évaluer le coût des dommages associés au changement climatique. Ce type d'approche relève de ce qu'on appelle l'analyse coûts/avantages : la valeur de la tonne de carbone se mesure au regard de l'impact que l'émission de cette molécule supplémentaire aura sur le bien-être des générations futures. On associe donc à une tonne de CO<sub>2</sub> émise aujourd'hui la valeur actuelle d'un dommage futur que l'on cherche à évaluer.

La revue de la littérature, comme celle proposée par Tol (2005)<sup>2</sup>, montre la dispersion des valeurs obtenues dans l'approche coûts/avantages, même si elles ne sont généralement pas comparables et même s'il est toujours difficile de résumer des études, des recherches à des valeurs particulières<sup>3</sup>, alors qu'elles proposent des fourchettes ou sont associées à différentes hypothèses.

**Graphique n° 6 : Répartition selon différents indicateurs de qualité des études de référence en dollars par tonne de carbone**



Source : Tol R., « The Marginal Damage Costs of Carbon Dioxide Emissions: An Assessment of the Uncertainties », *Energy Policy* (33), 2005

1 – Les éléments présentés ici sont analysés plus en détail dans la réflexion prospective d'un groupe de travail présidé par Roger Guesnerie, « La collectivité face à la valeur sociale du carbone : vers la nécessaire construction d'un référentiel partagé », 2007, Centre d'analyse stratégique (Baumstark et Guesnerie, 2007).

2 – De nombreuses synthèses existent sur le coût social du carbone : voir Pearce (2003), Watkiss (2005), et plus récemment le rapport Stern.

3 – Les rares études économiques publiées sur le coût global du changement climatique avançaient des chiffres de 1 % à 2 % de pertes (Nordhaus, 2006), Tol (2002a, b) ou Mendelsohn *et al.* (2004), soit une fourchette de valeurs dont la modestie ne manquait pas de surprendre les non-économistes. Le rapport Stern (voir plus bas) propose des chiffres beaucoup plus importants.

La médiane de ces valeurs<sup>1</sup> est proche de 3 dollars par tonne de CO<sub>2</sub>, la moyenne est de l'ordre de 5 dollars. Les plus hautes dépassent 20 dollars par tonne de CO<sub>2</sub> mais ne représentent que 5 % de l'échantillon.

De manière générale, ces valeurs doivent être considérées avec prudence, dans la mesure où ne sont envisagés dans ces modèles que les effets les mieux compris et les plus facilement mesurables. Par ailleurs, les effets mesurés adviendront dans un futur éloigné et ont tendance à être minorés par le processus d'actualisation retenu. Enfin, la mesure des dommages apparaît difficile, en raison d'obstacles méthodologiques et éthiques délicats : comment appréhender, par exemple, le coût d'une migration importante, celui de la disparition de zones urbaines côtières, ou encore la valeur statistique de la vie humaine dans une approche internationale? Ces questions sont compliquées par le fait qu'il est difficile de compenser ces coûts par les avantages que certaines zones pourraient au contraire retirer de l'augmentation de la température.

Néanmoins, le fort intérêt suscité par le rapport Stern montre que cette approche coûts/avantages est utile à plusieurs titres :

- elle offre un ordre de grandeur des enjeux et des efforts à mettre en œuvre ;
- elle intéresse les assureurs qui cherchent à déterminer le coût des dommages potentiels que pourraient subir leurs assurés (catastrophes naturelles, pandémies, etc.). De fait, le marché commence par ce biais à internaliser un certain nombre d'effets du changement climatique ;
- elle a vocation à servir de base à l'évaluation des objectifs quantifiés de réduction des émissions que la France et l'Europe se sont récemment fixés pour les décennies à venir.

En revanche, cette approche doit être utilisée avec précaution lorsqu'on veut fixer le bon niveau d'incitations dans l'économie. On remarquera en effet que la valeur sociale du carbone (des dommages) est d'autant plus faible qu'on se fixe un objectif de réduction des émissions élevé : les dommages seront moins importants si la concentration est à 450 ppme que si elle est à 550 ppme. Dans le rapport Stern, par exemple, le coût social du carbone dans un scénario *Business as Usual* est estimé à 85 dollars par tonne de CO<sub>2</sub> ; dans le cas d'un objectif de stabilisation à 450 ppme, le coût social du carbone ne serait plus que de 25 dollars par tonne de CO<sub>2</sub> (30 dollars pour une stabilisation à 550 ppme).

---

1 – À cette époque, l'euro valait entre 1,1 et 1,2 dollar.

**Tableau n° 8 : Synthèse de différentes valeurs du coût social des dommages**

Source	Année de référence	Coûts des dommages (€/tCO <sub>2</sub> )			Commentaires
		Min.	Central	Max.	
ExternE 2005	2010		9		
Watkiss 2005	2000	14	22	87	Étude fondée sur le seul coût des dommages
	2010	17	27	107	
	2020	20	32	138	
	2030	25	39	144	
	2040	28	44	162	
	2050	36	57	198	
Watkiss 2005	2000	14	22	51	Étude fondée sur une comparaison des coûts des dommages et des coûts d'évitement
	2010	16	26	63	
	2020	20	32	81	
	2030	26	40	103	
	2040	36	55	131	
	2050	51	83	166	
Tol 2005		- 4	11	53	Basée sur des études avec un taux actualisation à 1 %
Stern 2006	2050		71		Scénario au fil de l'eau
	2050		25		Stabilisation 550
	2050		21		Stabilisation 450
DLR 2006		15	70	280	Étude basée sur Downing 2005

Source : Handbook on Estimation of External Cost in the Transport Sector, DELFT Impact, 2007, p. 262

### 1.2. Le coût d'abattement des émissions de CO<sub>2</sub>

Une autre manière d'appréhender la valeur économique de la tonne de CO<sub>2</sub> consiste non plus à considérer le dommage associé aux émissions, mais le coût qu'il faut consentir pour les réduire à un niveau donné. On parle alors de coûts d'abattement du CO<sub>2</sub>. Plus la contrainte sur les émissions fixée par la puissance publique est forte, plus la valeur de la tonne de carbone associée à cet effort est élevée, car il faut alors mobiliser des potentiels de réduction plus importants. Plus on impose aux agents économiques des conditions restrictives pour effectuer ces efforts (cloisonnement des marchés sectoriels par exemple, en imposant des réductions spécifiques à chaque secteur : transport, habitat, énergie, etc.) plus la valeur carbone associée à cet effort augmente.

Dans ce type de calcul, la valeur de la tonne de carbone ne dépend pas de l'effet qu'elle aura sur le changement climatique mais du niveau de contrainte sur les émissions et des mécanismes de flexibilité associés pour les réduire.



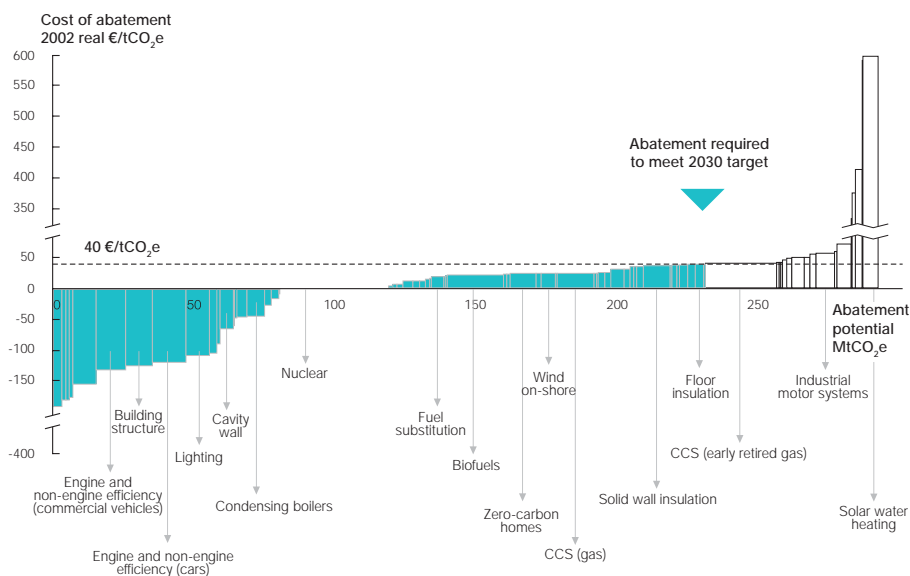
### 1.2.1. Les analyses sur la base des coûts d'abattement sectoriels

L'efficacité économique et sociale recommande :

- que l'on mobilise en priorité les procédés d'abattement les moins coûteux ;
- que la valeur du carbone retenue comme référentiel corresponde finalement au coût du dernier procédé utilisé pour satisfaire le niveau d'émissions autorisé.

C'est bien cette valeur qui importe à la collectivité et qui pourrait constituer pour l'ensemble des acteurs le signal à donner, invitant à réaliser tous les efforts dont le coût est inférieur à cette norme. C'est ce type de démarche qu'on trouve illustré par exemple dans le graphique n° 7.

Graphique n° 7 : Courbes de coût d'abattement (Royaume-Uni)



Source : McKinsey, UK cost curve; team analysis

L'existence de coûts d'abattement sectoriels négatifs signifie que ces coûts « technico-économiques » ne prennent pas en compte tous les coûts d'abattement : coûts d'information, de transaction, dans la relation bailleurs-locataires notamment, difficultés d'accès au crédit, etc.

### 1.2.2. Les modèles à la recherche d'un coût d'abattement global

On peut utiliser des modèles économiques qui synthétisent l'ensemble du système économique d'un pays et calculer une valeur du carbone cohérente avec un niveau des émissions à ne pas dépasser. Dans cette optique, les valeurs produites par les modèles traduisent le signal-prix qu'une économie doit « suivre » pour atteindre un objectif donné de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre. On parle de la valeur duale de la contrainte. Le résultat est fonction de la structure du modèle et des hypothèses générales retenues dans les simulations (sur la croissance, sur l'émergence de nouvelles technologies, sur la réponse des agents économiques aux prix des matières premières, etc.).

Ces modèles présentent un triple intérêt :

- ils permettent d'exploiter les projections disponibles au niveau international sur les évolutions démographiques, la croissance des économies et les évolutions du secteur énergétique ;
- ils sont bien adaptés à l'approche coûts/efficacité car ils permettent de déduire des contraintes qu'on fait porter sur les émissions la valeur du carbone qui leur est associée. Le couplage entre les modèles économiques et climatiques les rend par ailleurs de plus en plus efficaces ;
- enfin, la confrontation des modèles permet de faire ressortir le rôle essentiel joué dans les simulations par le progrès technique.

**Tableau n° 9 : Synthèse de différentes valeurs de coûts d'abattement**

Source	Année de référence	Coûts d'évitement (€/tCO <sub>2</sub> )			
		Min.	Central	Max.	Référence coûts
Recordit 2000	2010		37		Objectif Kyoto
	2050		135		Objectif IPCC 50 %
Capros, Mantzos 2000	2010	5		38	Objectif Kyoto Avec ou sans échange entre l'UE et le reste du monde
UNITE 2003	2010		20		Basée sur Capros Basée sur Mantzos 2000
INFRAS 2004	2010		20		Objectif Kyoto
	2050		140		Objectif IPCC 50 %
ExternE 2005	2010	5	19	20	Objectif Kyoto
	2050		95		Stabilisation à + 2 °C
Stern 2006	2015	32	49	65	Coût d'abattement moyen
	2025	16	27	45	
	2050	- 41	18	81	
SEC 2007	2010		14		Stabilisation à + 2 °C
	2020		38		
	2030		64		
	2040		120		

Source : Handbook on Estimation of External Cost in the Transport Sector, DELFT Impact, 2007, p. 262

## 2. Les exercices institutionnels de détermination d'une valeur tutélaire du carbone

### 2.1. Le précédent exercice de la commission Boiteux

En 2001, le groupe de travail du Commissariat général du Plan chargé de préciser les valeurs environnementales à intégrer dans les évaluations socio-économiques des infrastructures de transport avait proposé :

- de retenir une valeur tutélaire de 27 euros la tonne de CO<sub>2</sub> sur la période 2000-2010 (exprimée en euros 2000) ;
- de faire croître cette valeur, après 2010, au taux de 3 % par an<sup>1</sup>.

Cette chronique ne résultait pas d'un modèle particulier mais d'un compromis essayant d'intégrer un ensemble d'arguments et de propositions défendus par des acteurs aux analyses voire aux intérêts différents. Elle reflétait un scénario dans lequel le monde était supposé recourir aux mécanismes de flexibilité (participation effective d'un plus grand nombre de pays, extension du système de permis d'émissions négociables, mécanismes de développement propre) et continuait à exploiter l'énergie nucléaire.

**Tableau n° 10 : Le référentiel défini en 2001 par le rapport Boiteux**  
*en euros 2000*

	2000-2010	2010-2020	Après 2020
Valeur carbone (€/tCO <sub>2</sub> )	27,3 €/tCO <sub>2</sub>	+ 3 %/an	+ 3 %/an
Prix du pétrole HT (\$/baril)	24 \$ + 1,4 %/an	+ 1,4 %/an	+ 2 %/an

*Source : Rapport Boiteux (2001)*

La règle d'évolution à 3 % était par ailleurs sensiblement inférieure au taux d'actualisation public de l'époque, soit 8 %, ce qui avait pour effet d'écraser dans le temps la valeur de la tonne de carbone. Cette règle est le fruit d'un compromis entre ceux qui faisaient preuve de scepticisme sur la coopération internationale et plaidaient pour un taux de croissance de la valeur carbone plus élevé (5 % par an), et ceux, plus nombreux, qui, exprimant leur confiance dans les mécanismes de coopération et le progrès technique, plaidaient pour un taux plus faible (2 % par an).

1 – Notons qu'en 2050, selon les règles d'évolution définies dans ce même rapport, les valeurs du carbone et du pétrole seraient respectivement de l'ordre de 104 euros la tonne de CO<sub>2</sub> et de 54 dollars le baril.

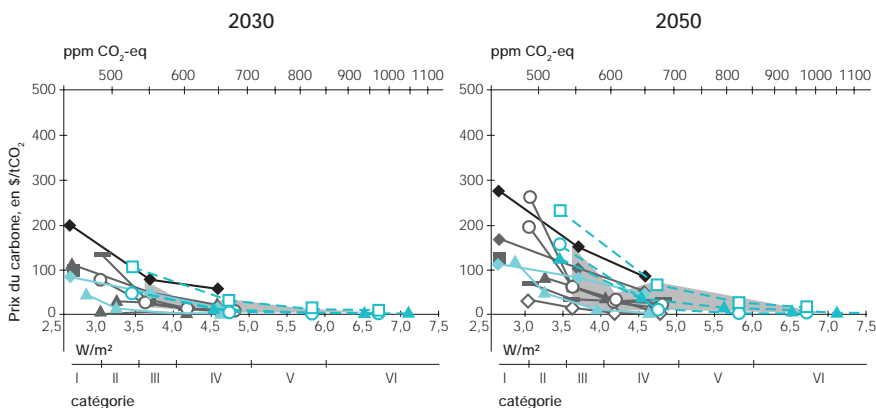
## 2.2. Les valeurs du GIEC

Le dernier rapport du groupe 3 du GIEC a analysé les résultats obtenus par les principales études publiées sur une période de cinq ans, dont le graphique n° 8 donne une synthèse.

Le rapport du GIEC conclut que les valeurs sont toujours croissantes dans le temps et s'établissent :

- pour 2030, entre 18 et 85 dollars par tonne de CO<sub>2</sub> pour un scénario de stabilisation des concentrations à 550 ppme ; et proche de 100 dollars par tonne pour un scénario de stabilisation à 450 ppme ;
- pour 2050, entre 30 et 155 dollars par tonne de CO<sub>2</sub> pour un scénario à 550 ppme et entre 100 et 300 dollars par tonne de CO<sub>2</sub> pour un scénario à 450 ppme.

Graphique n° 8 : Relation entre objectif de réduction et prix du carbone<sup>1</sup>



Source : GIEC, rapport Groupe III, chapitre 3, p. 205

## 2.3. Le référentiel proposé par l'administration britannique

Le Department for Environment, Food and Rural Affairs (DEFRA) a proposé, fin décembre 2007<sup>2</sup>, une chronique de valeurs destinée à être utilisée pour l'évaluation des investissements et des politiques au Royaume-Uni.

Le rapport explique que la valeur du carbone retenue a été définie sur la base d'un objectif de réduction cohérent avec les coûts des dommages identifiés par le rapport Stern. Cette valeur est clairement distinguée du prix observé sur les marchés du carbone qui dépendent des contraintes imposées par les pouvoirs publics sur l'offre de quotas d'émissions. La valeur proposée s'écarte également de la valeur sociale du carbone (basée sur le coût des dommages de l'effet de serre, nécessairement mondial). Le rapport justifie ce choix en expliquant que

1 – Ce tableau donne en dollars pour différentes études les montants de la valeur carbone associée à chaque niveau de concentration de gaz à effet de serre : catégories I (450-500 ppme) à VI (+ 1 000 ppme), à deux dates (2030 et 2050).

2 – Rapport du DEFRA, *The Social Cost of Carbon and the Shadow Price of Carbon: What they are and How to Use them in Economic Appraisal in the UK*, Economics Group of DEFRA, décembre 2007 : <http://www.defra.gov.uk>.

cette référence dépend de ce que font les autres pays, souffre de trop d'incertitudes et n'offre pas de garantie sur le bon niveau d'incitation. En effet, la valeur sociale du carbone (valeur des dommages) est d'autant plus faible qu'on se fixe un objectif de réduction des émissions élevé : les dommages seront moins importants si la concentration est à 450 ppme plutôt qu'à 550 ppme.

Considérant que le rapport Stern suggère que le niveau de stabilisation des émissions se situe dans une fourchette comprise entre 450 et 550 ppme et qu'il est probable qu'une majorité de pays s'engage dans un effort de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, le rapport DEFRA retient une valeur compatible avec celle associée par le rapport Stern au niveau de concentration de 550 ppme, en précisant que ce choix n'implique en aucune manière que ce niveau de 550 ppme soit l'objectif optimal.

*« It's important to note that the rationale for adopting a social cost of carbon value corresponding with the top of the stabilisation range is to ensure that abatement is generated compatible with moving into the 450-550 ppm proposed range. It does not imply acceptance of 550 ppm as a target, rather than a lower stabilisation goal »<sup>1</sup>.*

Ces éléments conduisent le rapport à proposer au gouvernement britannique de retenir :

- une valeur du carbone de 26 £/tCO<sub>2</sub> (2008)<sup>2</sup>, soit 36 euros la tonne de CO<sub>2</sub>;
- des tests de sensibilité autour de cette valeur de - 10 % ou + 20 %, soit une fourchette étroite dans la mesure où le risque est déjà pour partie internalisé dans le choix d'une valeur élevée. Une fourchette plus large pourrait par ailleurs entraver la décision publique;
- un taux de croissance de la valeur de 2 % par an, pour prendre en compte l'augmentation du coût des dommages dans le temps.

Le rapport rappelle que le référentiel proposé ici pour évaluer les investissements et les politiques publiques doit s'inscrire dans le cadre des principes de calcul économique établis par le *Green Book* qui suppose une actualisation de tous les coûts et bénéfices à un taux de 3,5 %.

## 2.4. L'exercice de simulation de l'administration américaine

Aux États-Unis, le *Climate Change Science Program* (mené par treize agences fédérales) a lancé un exercice de prospective autour de plusieurs scénarios d'émissions de CO<sub>2</sub> et du changement climatique dans l'objectif d'éclairer la décision publique. Le rapport évalue à l'aide de trois grands modèles<sup>3</sup> les conséquences énergétiques et économiques de quatre scénarios alternatifs de stabilisation des émissions : les niveaux 1, 2, 3 et 4 correspondent respectivement aux niveaux de concentration de CO<sub>2</sub> de 450, 550, 650 et 750 ppm. Si l'on

1 – *Ibid.*, p. 6.

2 – Le taux de change était de 1,4 euro pour une livre sterling en décembre 2007, après avoir été pendant près d'un an à plus de 1,45. Le texte lui-même donne une valeur de 40 euros pour cette même date.

3 – The Integrated Global Systems Model (IGSM) (Massachusetts Institute of Technology). The Model for Evaluating the Regional and Global Effects (MERGE) (Stanford University, the Electric Power Research Institute). The MiniCAM Model (Global Change Research Institute : Pacific Northwest National Laboratory and University of Maryland).

considère le seul niveau 1, correspondant à l'objectif 450 ppm (CO<sub>2</sub> seul), les valeurs ramenées en euros et par tonne de CO<sub>2</sub> varient en 2020 de 20 à 54 euros par tonne de CO<sub>2</sub> et en 2050 de 98 à 177 euros par tonne de CO<sub>2</sub> (sur la base d'un taux de change de 1 euro pour 1,3 dollar).

On obtient les chroniques présentées dans le tableau n° 11.

**Tableau n° 11 : Valeur carbone à différents horizons pour chaque scénario de stabilisation**  
*en dollars par tonne de carbone*

Niveau de stabilisation	2020 (\$/tonne de carbone)			2030 (\$/tonne de carbone)		
	Igsm	MERGE	MiniCAM	IGSM	MERGE	MiniCAM
Niveau 4	18	1	1	26	2	2
Niveau 3	30	2	4	44	4	7
Niveau 2	75	8	15	112	13	26
Niveau 1	259	110	93	384	191	170

Niveau de stabilisation	2040 (\$/tonne de carbone)			2050 (\$/tonne de carbone)		
	Igsm	MERGE	MiniCAM	IGSM	MERGE	MiniCAM
Niveau 4	58	6	5	415	67	54
Niveau 3	97	11	19	686	127	221
Niveau 2	245	36	69	1 743	466	420
Niveau 1	842	574	466	6 053	609	635

Source : U.S. Climate Change Science Program

## 2.5. Les travaux entrepris par la Commission européenne

La Commission européenne a engagé de nombreux travaux sur la valorisation du carbone en relation avec les réflexions sur la tarification des infrastructures et l'harmonisation des procédures d'évaluation dans le secteur des transports. On notera par exemple le travail mené dans le cadre d'HEATCO<sup>1</sup> qui propose des valeurs du carbone en cohérence avec les engagements de limiter les émissions de CO<sub>2</sub> pour éviter que la température moyenne ne dépasse 2 °C. Ce rapport<sup>2</sup> recommande de retenir des valeurs carbone allant de 25 euros par tonne de CO<sub>2</sub> en 2010 jusqu'à 83 euros par tonne de CO<sub>2</sub> en 2050.

1 – Ce projet propose des lignes directrices harmonisées à l'échelle européenne pour l'évaluation des projets de transport et notamment ceux des Réseaux transeuropéens (HEATCO - Developing Harmonised European Approaches for Transport COSting and Project Assessment).

2 – Les valeurs données par année d'émission combinent les ordres de grandeur issus de chiffrages établis sur des estimations du coût des dommages et du coût d'abattement. Le coût des dommages est estimé avec un taux d'actualisation et comprend des considérations d'équité entre les générations. Tous les effets du changement climatique ne sont pas pris en compte. Voir Watkiss, 2005.

**Tableau n° 12 : Valeurs recommandées pour les coûts externes du changement climatique**  
*en euros par tonne de CO<sub>2</sub>*

Année d'émission	Valeur centrale	Pour des analyses de sensibilité	
		Bas	Haut
2000-2009	22	14	51
2010-2019	26	16	63
2020-2029	32	20	81
2030-2039	40	26	103
2040-2049	55	36	131
2050	83	51	166

Source : HEATCO 2006

La Commission européenne vient plus récemment de publier une étude réalisée par plusieurs instituts de recherche, pour le compte de la DG TREN : *Handbook on Estimation of External Cost in Transport Sector*<sup>1</sup>. Cette étude s'inscrit dans la dynamique impulsée par le Livre vert de mars 2007<sup>2</sup> sur les instruments économiques dans la politique énergétique et climatique. Elle propose un état de l'art sur l'évaluation des coûts externes et constitue le socle sur lequel la Commission européenne prépare une communication devant préciser la stratégie qu'elle compte suivre pour l'internalisation des coûts externes dans tous les modes de transport. À cette occasion, elle aborde précisément la valeur de la tonne de carbone<sup>3</sup> à prendre en compte.

Le rapport propose ainsi de distinguer deux périodes :

- à court terme (2010-2020), il convient de s'appuyer sur les valeurs construites sur le coût d'abattement associé à l'objectif européen ;
- à plus long terme (2030-2050), l'incertitude sur les objectifs internationaux reste entière et il est préférable de s'appuyer sur une approche fondée sur le coût social des dommages.

Cette position conduit le rapport à proposer un tableau de valeurs de référence pour différents horizons temporels. Ces valeurs se situent entre les scénarios bas et haut dans un rapport de 1 à 7 à court terme et de 1 à 9 en 2050. On retiendra la valeur centrale en 2050 de 85 euros par tonne de CO<sub>2</sub>.

1 – *Handbook on Estimation of External Cost in Transport Sector* (produced within the study : Internalisation Measures and Policies for All external Cost of Transport, IMPACT Authors : Maibach M., Schreyer C., Sutter D. (INFRAS); Van Essen H. P., Boon B. H., Smokers R., Schroten (CE Delft); Doll C. (Fraunhofer Gesellschaft – ISI); Pawlowska B., Bak M. (University of Gdansk)), DELFT, décembre 2007.

2 – Voir aussi : COM (2007) 2; {SEC (2007) 7-8} « Limiter le réchauffement de la planète à 2 degrés Celsius. Route à suivre à l'horizon 2020 et au-delà », *Package of Implementation Measures for the EU's Objectives on Climate Change and Renewable Energy for 2020* {SEC (2008) 85; COM (2008) 17}.

3 – La réflexion s'appuie sur les derniers travaux synthétiques disponibles : Watkiss (2005), Tol (2005), Downing *et al.* (2005), ExternE (2005), DLR (2006) et Stern Review (2006).

**Tableau n° 13 : Valeurs recommandées pour les coûts externes du changement climatique**

Année de référence	Valeurs centrales (€/tonne de CO <sub>2</sub> )		
	Bas	Valeur centrale	Haut
2010	7	25	45
2020	17	40	70
2030	22	55	100
2040	22	70	135
2050	20	85	180

Source : Handbook, DELFT IMPACT 2007

En conclusion, les discussions actuelles au sein de la Commission européenne restent ouvertes. Même si ces travaux préliminaires ne l'engagent pas, la Commission considère que les valeurs proposées, notamment jusqu'en 2020, sont assez robustes et qu'il reste préférable de ne pas retenir à court terme les chiffrages basés sur le coût social du carbone qui semblent moins consensuels. Il se dégage un certain consensus pour dire que la valeur carbone hors ETS sur l'ensemble de l'Europe devrait être comprise en 2050 dans la fourchette de ce tableau.

La Commission européenne considère que ce référentiel doit être unique même si les objectifs de réductions par pays sont modulés sur la base du PIB par tête. La valeur implicite du carbone n'est sans doute pas la même entre les pays. Cependant, le marché ETS, compte tenu de son importance, va accélérer le processus de convergence et faire en sorte d'égaliser les coûts marginaux d'abattement.

## 2.6. Synthèse

Il est intéressant de comparer les principaux référentiels construits par d'autres administrations, compte tenu de la proximité de leur démarche avec celle entreprise ici. Tout en restant prudent sur de tels rapprochements, on observera qu'en moyenne, pour le même objectif de 450 ppme, les valeurs du carbone se situent dans une fourchette comprise entre 20 et 50 euros la tonne de CO<sub>2</sub> en 2020, et entre 85 et 180 en 2050. Toutes les administrations retiennent une valeur croissante dans le temps, à un taux compris entre 2 % et 5 %, et que ce taux est en général plus faible que le taux d'actualisation.

Le tableau n° 14 résume les principales valeurs, exprimées en euros, en précisant l'objectif de concentration envisagé, la croissance de la valeur carbone dans le temps ainsi que le taux d'actualisation de référence affiché pour les évaluations d'investissements publics.



**Tableau n° 14 : Synthèse des valeurs du carbone élaborées par les institutions officielles en euros 2008**

	France (Boîteux II)	Royaume-Uni (DEFRA)	Union européenne (a)	États-Unis (b)		
				IGSM	MERGE	MiniCAM
2010	32	40 (27,6 £)		nd	nd	nd
2020	43	49 (33,6 £)	40 [17-70]	54	23	20
2030	58	60 (40,9 £)	55 [22 70]	81	40	36
2050	104	88 (60,8 £)	85 [20 180]	177	120	98
Objectif ppme	Nc	450-550	450	550* (c)	550*	550*
Taux actualisation	8 %	3,5 %	4 %	(3-7 %) (d)		
Croissance de la valeur carbone	3 %	2 %	2,5 % (e)	4 % (f)	5,7 %	5,4 %

(a) *Handbook on Estimation of External Cost in Transport Sector* (produced within the study : Internalisation Measures and Policies for all External Costs of Transport, IMPACT, DELFT, décembre 2007. Source : Centre d'analyse stratégique

(b) Les valeurs données en dollars sont considérées ici comme des valeurs 2008 (le rapport a été publié en juillet 2007) ; on considère par ailleurs un taux de change compatible de 1,3 (sur la période 2004-2007, il a oscillé entre 1,2 et 1,3).

(c) 450 ppme, CO<sub>2</sub> seul.

(d) Le rapport Lebègue rappelle en 2005 qu'on trouve plusieurs références : le General Accounting Office indique que le taux retenu doit être égal à celui des obligations du Trésor, dont la maturité correspond à la durée des projets évalués. En 2005, ces taux étaient compris entre 3,5 % et 4 %.

(e) et (f) Taux de croissance annuels recalculés sur la base des valeurs affichées en 2020 et 2050.

### 3. Positionnement à l'égard de la démarche du rapport Stern

Il est indispensable de revenir sur le rapport Stern qui constitue l'un des exercices économiques de prospective sur l'effet de serre les plus achevés à ce jour. Abondamment médiatisé, ce travail a largement contribué à renforcer la portée des travaux scientifiques du GIEC et à forger un consensus international sur la nécessité et l'urgence de l'action. Cependant, la démarche proposée dans notre rapport s'écarte de la perspective choisie par Stern pour plusieurs raisons qu'il convient de préciser.

### 3.1. Une approche économique pour éclairer la décision publique

Le rapport Stern publié par le ministère des Finances britannique le 30 octobre 2006 est une étude exhaustive des implications économiques du changement climatique. Mené sous la direction de Sir Nicholas Stern, il est le fruit d'un travail collectif de près d'un an et demi réalisé par une quarantaine de chercheurs de plusieurs nationalités. Il examine, sur la base des études existantes, les conséquences économiques, sociales et environnementales du changement climatique dans les pays développés et les pays en développement, ainsi que les coûts et bénéfices liés à l'amélioration du bilan carbone de la planète, pour dresser un bilan économique complet de la lutte contre l'effet de serre.

L'un des mérites essentiels du rapport Stern<sup>1</sup> est d'avoir porté le débat du changement climatique sur le terrain économique, en mettant en évidence l'intérêt économique de l'action à engager et l'exigence d'efficacité des politiques publiques en matière climatique. Il reflète à ce titre un fort consensus des économistes sur la nécessité de donner un prix progressivement croissant à toutes les émissions à l'origine du changement climatique.

Ce travail montre que le « laisser-faire » en matière climatique serait plus dommageable à l'humanité que les mesures de prévention requises pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, à condition, et c'est un point important, que ces mesures soient conçues de façon à en minimiser le coût économique. Selon ce rapport, la valeur actualisée des dommages induits par le réchauffement de la planète (de 5 % à 20 % du PIB mondial de 2005 par an selon les impacts comptabilisés et les scénarios sur la sensibilité climatique) doit être mise en regard du coût, plus modeste, de la lutte contre le changement climatique évalué à près de 1 % du PIB global par an jusqu'en 2050. Le rapport souligne par ailleurs que plus l'action sera tardive, plus les efforts à mener seront « brutaux », donc coûteux.

Du côté de l'évaluation du coût social des dommages, les estimations retenues sont en moyenne plus élevées que celles produites jusqu'à présent à l'aide des modèles existants<sup>2</sup> qui tendent à sous-estimer les hausses de températures possibles et à prendre insuffisamment en compte les événements climatiques extrêmes liés à une augmentation des températures moyennes (sécheresse, inondations, tempêtes, etc.) et des « surprises » (ralentissement de la circulation des eaux dans l'Atlantique, fonte accélérée de la banquise en Antarctique, etc.).

Le rapport Stern utilise un « modèle d'évaluation intégrée » probabiliste, PAGES<sup>3</sup> 2002, articulé autour de trois paramètres clés :

1 – On trouvera une présentation critique de ce rapport dans plusieurs travaux facilement accessibles. La rédaction de ce paragraphe s'est notamment inspirée de Célestin-Urbain (2008), Godard (2007), Gollier (2007a), Hourcade et Hallegatte (2007), Ambrosi et Hourcade (2007).

2 – Voir les éléments de présentation dans le chapitre précédent.

3 – *Policy Analysis of the Greenhouse Effect* : modèle écoclimatique développé par Chris Hope. Les impacts pris en compte incluent la réduction de la productivité moyenne agricole par réduction de la pluviosité (la hausse de la température ayant en revanche un effet positif sur la photosynthèse), les pertes humaines et immobilières dues à l'augmentation des événements climatiques extrêmes, l'augmentation de la consommation d'énergie (air conditionné), le coût lié à l'augmentation induite des inégalités sociales sur la planète, et la perte d'actifs environnementaux (biodiversité, ressources halieutiques, etc.).

- l'existence possible de « boucles de rétroaction climatiques » aggravant les hausses initiales de température (libération du méthane piégé dans les sols gelés, affaiblissement de la capacité d'absorption des puits de carbone océaniques et forestiers);
- la nature des impacts du changement climatique (marchands/non marchands) et leur mode d'apparition (progressivité/non-linéarité);
- les incertitudes affectent les paramètres du modèle intégré. Si les scientifiques donnent des informations assez précises de l'impact sur l'environnement d'une hausse de 2-3 °C, on a en revanche très peu d'information sur les conséquences d'une hausse de 5-6 °C, scénario dont la probabilité est non négligeable, même en maintenant la concentration à un niveau inférieur à 550 ppme.

Du côté des coûts d'abattement, le rapport Stern<sup>1</sup> identifie une combinaison de mesures permettant de réduire d'un quart les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de l'utilisation des combustibles fossiles entre 2002 et 2050 (amélioration du rendement de l'offre énergétique, maîtrise de la demande d'énergie, substitution de combustibles à faibles émissions de carbone). Il calcule l'évolution du coût moyen des réductions d'émissions à partir des taux de pénétration des différentes technologies et du coût marginal d'abattement qui leur est associé (\$/tonne de carbone)<sup>2</sup> : à l'horizon 2050, le coût cumulé de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, dans une optique de 550 ppme s'établirait à environ 1 % du PIB de 2050<sup>3</sup>. Les estimations varient en fait entre - 1 % (gain net pour l'économie) et 3 % du PIB selon les hypothèses prises pour les prix du pétrole et du gaz, la croissance de la demande d'énergie et l'innovation technologique.

Les politiques publiques doivent, selon le rapport Stern, se conformer à trois grands principes :

- être mises en œuvre de façon graduelle afin que les différents secteurs puissent s'adapter à la « contrainte carbone ». L'action publique doit mobiliser les potentiels d'abattement à faibles coûts qui existent dans certains secteurs et introduire à la fois rapidement et progressivement des incitations économiques appropriées pour les agents;
- introduire un signal-prix dans l'économie. Le rapport marque sa préférence pour une combinaison d'instruments destinés à introduire le prix du carbone de façon explicite (marchés de permis, fiscalité) ou implicite (réglementation) dans les structures de coûts des agents;

1 – Voir pour plus de détail sur ces différents éléments l'étude réalisée par Dennis Anderson, *Costs and Finance of Abating Carbon Missions in the Energy Sector*, octobre 2006.

2 – Les coûts relatifs des différentes technologies par unité d'énergie produite sont déterminés par rapport à ceux des technologies ou des sources d'énergie de référence : charbon et gaz pour la production d'électricité, essence et gazole pour les transports, gaz pour le chauffage industriel et résidentiel. Les prix de base des combustibles sont fixés à 50 dollars le baril de pétrole brut et à 6 €/GJ pour le gaz naturel. Le rapport tient compte des incertitudes relatives à l'évolution du prix des combustibles et du coût en capital des technologies sobres en carbone en simulant plusieurs distributions de coûts pondérées par leur probabilité, le tout étant agrégé grâce à la méthode de Monte-Carlo.

3 – Le PIB mondial de 2005 (35 000 milliards de dollars) est affecté d'un taux de croissance annuel de 2,5 % et atteindrait donc 110 000 milliards de dollars en 2050. À titre de comparaison, la croissance potentielle en France est estimée entre + 1,8 % et + 2,1 % par an selon les décennies d'ici à 2050.

- investir dans la recherche. Compte tenu des imperfections de marché (incertitude sur le prix du carbone à moyen et long terme, externalités liées à la diffusion des connaissances, insuffisance de la concurrence, etc.), le seul signal-prix sur le carbone ne devrait pas être suffisant pour garantir un niveau optimal d'innovation et de déploiement des technologies déjà rentables. Le rapport Stern recommande donc un quadruplement des incitations publiques à la R & D privée (qui s'établissent aujourd'hui à 34 milliards de dollars pour les biocarburants, les énergies renouvelables et le nucléaire) et un accroissement significatif de l'effort public, notamment dans le domaine de l'énergie (de 10 milliards à 20 milliards de dollars).

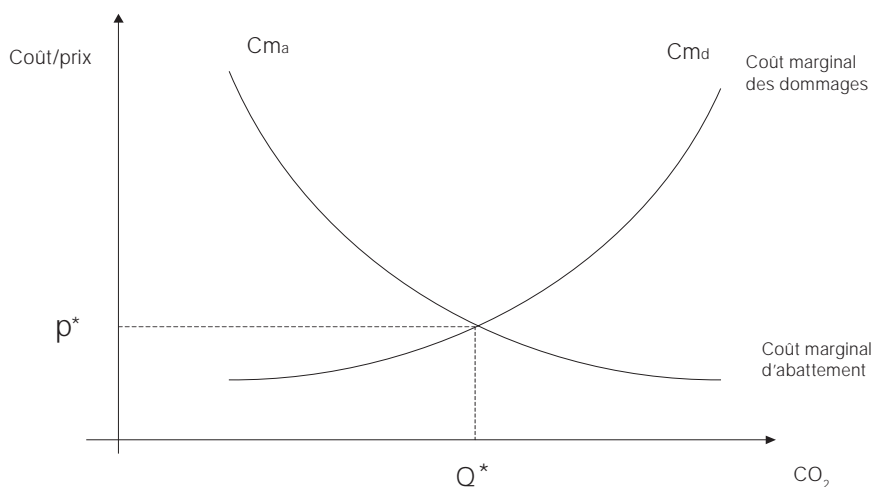
### 3.2. L'approche coûts/efficacité et l'approche coûts/avantages

Les travaux engagés dans le cadre du rapport Stern s'inscrivent dans une approche coûts/avantages qui consiste à imputer à chaque instant au carbone la valeur actualisée des dommages provoqués par l'émission « marginale » d'une unité supplémentaire dans l'atmosphère. Comme on l'a vu, une seconde approche d'« optimisation sous contrainte », dite coûts/efficacité, est possible, où la valeur du carbone et son cheminement temporel reflètent le niveau de contrainte appliqué à un système économique au regard d'un objectif donné de réduction des émissions de carbone.

#### 3.2.1. L'approche coûts/avantages

L'économie de l'environnement aborde le climat sous l'angle d'un bien collectif à préserver ou sous l'angle d'une externalité négative (émissions de  $\text{CO}_2$ ) à internaliser dans le fonctionnement des marchés. Dans ce second cas, l'efficacité commande de minimiser le coût complet du changement climatique – constitué des coûts d'abattement des émissions et du coût des dommages résiduels – et d'en déduire la trajectoire optimale des émissions. Cette approche conduit à assurer à tout moment l'égalité entre le coût marginal des dommages associé à l'émission d'une tonne supplémentaire de  $\text{CO}_2$  dans l'atmosphère et le coût marginal de réduction des émissions de  $\text{CO}_2$ . Ce principe constitue le socle de l'analyse coûts/avantages. C'est ce qu'illustre le graphique simplifié n° 9, où sont représentées la courbe du coût marginal des dommages et la courbe du coût marginal d'abattement. Plus la concentration de  $\text{CO}_2$  est importante, plus le coût des dommages résultant d'une émission supplémentaire augmente; plus on diminue la concentration de  $\text{CO}_2$ , plus le coût marginal d'abattement augmente. L'égalisation des coûts marginaux permet de dégager une quantité optimale d'émission  $Q^*$  et le prix qui lui est lié  $p^*$ .

### Graphique n° 9 : Approche coûts/avantages



Source : Centre d'analyse stratégique

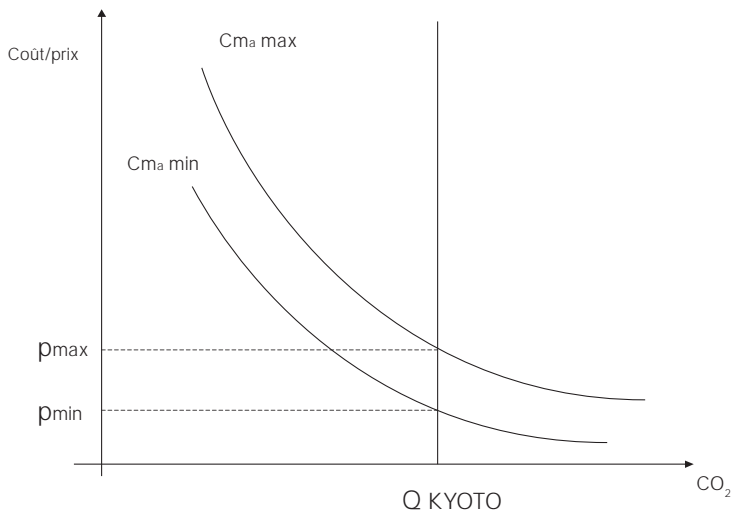
Cette approche traditionnelle présente, dans le contexte du changement climatique, deux difficultés particulières :

- la première est celle de la légitimité d'une approche marginaliste. En effet, les avantages et les coûts sont en général évalués en supposant que l'action entreprise n'a pas d'effet sur le système de prix, ce qui ne tient que si celle-ci est de faible intensité. L'instauration d'une valeur du carbone sur les quarante prochaines années va, au contraire, modifier de façon non marginale le système de prix et les stratégies de recherche et d'investissement des acteurs, donc les prix d'équilibre, donc les avantages et les coûts. Les modèles économiques, qui tiennent compte de l'impact de la valeur du carbone sur les prix et les comportements, permettent toutefois de prendre en compte cette spécificité ;
- la seconde difficulté réside dans les incertitudes qui pèsent sur ces courbes des dommages et des coûts d'abattement, dont on ne connaît précisément ni les pentes ni les positions. Ces incertitudes renvoient de manière concrète à l'appréciation du progrès technique et des élasticités-prix. L'introduction de l'incertitude sur ces deux courbes entraîne une nouvelle incertitude sur le bon niveau de réduction et sur le bon niveau de prix à introduire dans le système marchand.

#### 3.2.2. L'approche coûts/efficacité

Une seconde approche consiste à définir *ex-ante* un objectif de réduction des émissions défini dans les plages de valeurs raisonnables issues de l'analyse coûts/avantages. L'analyse économique peut, une fois l'objectif défini au niveau politique, prendre en compte cette cible et travailler sur le seul volet coûts/efficacité.

Graphique n° 10 : Approche coûts/efficacité



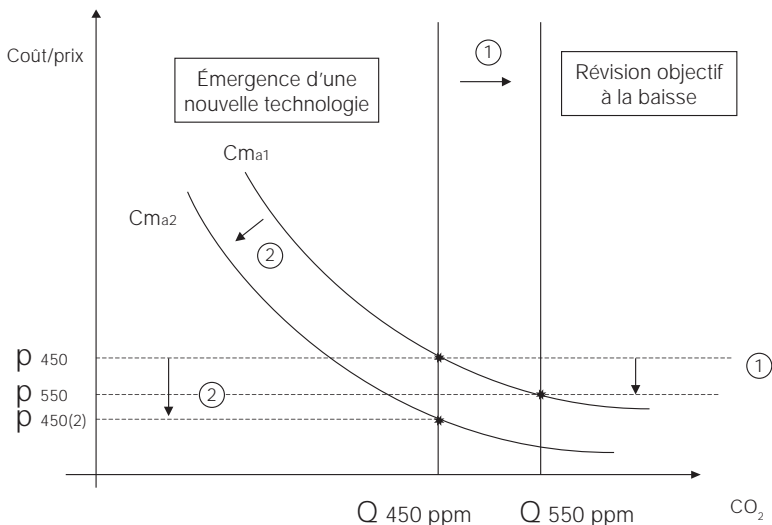
Source : Centre d'analyse stratégique

La valeur d'équilibre dépend principalement de deux variables :

- le niveau des objectifs de réduction des émissions ;
- les technologies disponibles pour réduire les émissions.

Moins l'objectif de réduction est ambitieux (cas 1 illustré dans le graphique n° 11), plus la valeur du carbone nécessaire est faible. De même, plus les technologies sont performantes (cas 2), plus les coûts marginaux d'abattement sont faibles, plus faible également est la valeur nécessaire du carbone.

Graphique n° 11 : Variations de la valeur d'équilibre



Source : Centre d'analyse stratégique

### 3.2.3. La complémentarité des approches

Chaque approche a ses mérites et ses difficultés :

- l'approche coûts/avantages suppose que l'on puisse estimer et actualiser les flux de dommages issus du réchauffement climatique à partir d'hypothèses de concentration atmosphérique de gaz à effet de serre et de hausse des températures. Les controverses qui ont entouré la publication du rapport Stern<sup>1</sup> témoignent de la sensibilité des résultats aux différents paramètres retenus, notamment le calibrage de la relation entre températures et dommages, et au taux d'actualisation ;
- l'approche coûts/efficacité impose de déterminer un scénario-cible de réduction des émissions et de simuler la chronique de valeur qui sera nécessaire pour y parvenir, compte tenu de la sensibilité des comportements des agents économiques au prix et des anticipations sur le progrès technique. L'une des difficultés réside dans la modélisation dynamique des comportements de réponse aux prix, des courbes d'apprentissage sur les technologies et des hypothèses sur les innovations futures.

Ces deux approches sont complémentaires. L'approche coûts/avantages cherche à définir le niveau optimal de concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, l'approche coûts/efficacité à associer à un effort donné une valeur carbone cohérente avec l'objectif de réduction des émissions. *In fine*, si le niveau de réduction est fixé au niveau optimal, les valeurs du carbone données par les deux approches doivent converger.

C'est l'approche coûts/efficacité qui a été retenue ici, pour deux raisons :

- elle présente l'avantage de pouvoir être mise en œuvre plus aisément dans le cadre des modèles existants, en tirant profit des projections internationales les plus récentes (projections macroéconomiques de long terme de l'OCDE et scénarios de l'AIE) ;
- les objectifs de politique climatique qui serviront de base à la détermination de la valeur du carbone sont désormais correctement balisés depuis l'adoption en France du « facteur 4 » à l'horizon 2050 (loi POPE de 2005) et les engagements pris au plan européen au printemps 2007 (engagement unilatéral de réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2020 ou de 30 % en cas d'accord international).

La commission prend donc acte des objectifs pris par la France et l'Europe et recherche la valeur du carbone cohérente avec ces objectifs. Dans un tel contexte, il n'est plus nécessaire de se référer aux analyses des dommages de l'effet de serre. On suppose que ces éléments, ainsi que les autres connaissances scientifiques pertinentes, ont été pris en compte dans le processus de définition des objectifs politiques.

---

1 – Le rapport Stern n'applique pas en toute rigueur l'analyse coûts/avantages dans la mesure où il ne raisonne pas à la marge. En effet, le niveau optimal d'efforts correspond au niveau où le coût d'abattement marginal des émissions est égal au coût social marginal des dommages évités par l'abattement des émissions. Il compare le coût total des dommages au coût total de l'action pour en déduire que le coût de l'action est inférieur au coût de l'inaction et pour recommander un objectif raisonné de plafond d'émissions.

### 3.3. La question du taux d'actualisation

Le rapport Stern a retenu un taux d'actualisation (1,4 %) très faible au regard des standards habituellement utilisés<sup>1</sup>, ce qui a fait l'objet de vives controverses<sup>2</sup> dans la communauté des économistes. C'est l'une des raisons qui expliquent les divergences d'évaluation des dommages entre cet exercice et d'autres travaux de référence sur le sujet. De fait, pour chacun des paramètres de l'actualisation, le rapport retient des valeurs plus faibles que celles qui sont admises dans l'analyse économique standard et qui sont à la base du taux d'actualisation recommandé par le rapport Lebègue.

- La préférence pure pour le présent est fixée par Stern à 0,1 %. Ce chiffre met sur un pied d'égalité les générations présentes et futures, le 0,1 % reflétant la probabilité supposée de disparition de l'humanité. L'évaluation de cette préférence reste inférieure à la majorité des estimations existantes (1 % à 2 %). Le rapport Lebègue avait retenu pour sa part une valeur de 1 % qui représentait un compromis entre la recherche de l'équité intergénérationnelle et la prise en compte des évaluations sur les arbitrages d'épargne et de consommation des ménages.
- L'élasticité de l'utilité marginale à la consommation est considérée par Stern égale à 1<sup>3</sup>, ce qui signifie que lorsque la richesse double, l'utilité marginale d'une même unité de consommation est divisée par deux. La commission Lebègue avait retenu pour sa part un coefficient de 2.
- Le taux de croissance annuel par tête retenu dans le rapport Stern est de 1,3 %, soit le scénario du GIEC le plus bas (le scénario le plus « optimiste » étant de 2,8 %). Ce point est essentiel : plus élevée est la richesse anticipée des générations futures, plus faibles doivent être les efforts consentis aujourd'hui pour réduire les impacts du changement climatique à long terme. Le rapport

1 – Pour établir le bilan socioéconomique des investissements publics, le Centre d'analyse stratégique prône l'utilisation d'un taux d'actualisation hors prime de risque et coût d'opportunité des fonds publics de 4 %, qui décroît au bout de 30 ans avec un plancher à 2 %. Le Trésor britannique (Livre vert de 2003) recommande 3,5 % pour des évaluations effectuées sur un horizon de 30 ans, décroissant jusqu'à 1 % au-delà de 300 ans. Comme l'explique le rapport Lebègue, la raison pour laquelle il peut être justifié de faire décroître le taux au bout d'un certain temps tient à l'incertitude sur l'effet richesse : l'absence de projections fiables sur la croissance économique à (très) long terme va conférer une place plus importante à l'effet « précaution », qui incite la génération actuelle à faire d'autant plus d'efforts que la génération future est éloignée.

2 – Trois auteurs américains ont été particulièrement critiques envers l'analyse de Stern. Nordhaus (2007) considère ce rapport comme un document plus politique que scientifique et reproche l'utilisation d'un « taux d'actualisation quasi nul ». Mendelsohn (2007) lui reproche un biais catastrophiste dans le choix de ses hypothèses et s'oppose à l'idée que les coûts d'abattement se réduiront rapidement à l'avenir. Weitzman (2007) n'est pas opposé à l'usage d'un taux d'actualisation faible, mais il concentre sa critique sur l'hypothèse d'un taux réel de croissance de la consommation de 1,3 % par an sur les 200 prochaines années, ce qu'il pense être une hypothèse moyenne pessimiste, et défend l'idée qu'il faut prendre en compte le fait que ce taux de croissance est non seulement aléatoire, mais que sa distribution de probabilité est inconnue. Par ailleurs, si on raisonne en cas incertain et que l'on se donne la possibilité de réévaluer la décision sous forme d'une décision séquentielle, le rôle du taux d'actualisation devient de second ordre (Ha-Duong *et al.*, 1996). On se reportera également à l'article très vif de Tol (2006).

3 – C'est ce coefficient que le Trésor britannique avait retenu dans sa révision du taux d'actualisation. La plupart des économistes de la décision en incertitude considèrent que cette fonction d'utilité génère une aversion au risque trop faible par rapport à ce que l'on peut déduire des comportements effectifs des ménages, notamment dans leur choix de portefeuille ou d'assurance. Voir sur ce point les travaux de Christian Gollier.



Lebègue avait quant à lui retenu pour la France une référence de 2 % intégrant un effet précaution, compte tenu de l'incertitude sur la croissance économique. Ce dernier chiffre était cohérent avec un scénario où l'on suppose que la croissance économique par tête peut varier entre deux extrêmes : 2 % avec une probabilité de deux tiers et 0,5 % avec une probabilité d'un tiers.

Au-delà de ces différences dans la construction du taux d'actualisation, il convient de préciser que les évaluations de la valeur carbone entreprises par Stern et celles de cette commission répondent à des objectifs différents :

- l'objectif du rapport Stern est de donner une valeur actuelle aux dommages liés au réchauffement climatique sur un horizon dépassant le siècle. Le taux d'actualisation joue un rôle décisif puisque, par définition, l'actualisation conduit à minorer la valeur actuelle de coûts éloignés dans le futur ;
- la question se pose différemment lorsqu'il s'agit de satisfaire certaines contraintes d'émissions fixées à l'avance. C'est pourquoi cette commission ne remet pas en question le taux d'actualisation recommandé par le rapport Lebègue et utilisé dans le calcul économique public. Elle retient le principe d'une valeur croissante de la valeur carbone, dans la mesure où c'est en jouant sur le prix relatif de la valeur du carbone qu'on intègre correctement le coût du changement climatique dans les calculs. Ce faisant, la commission donne à l'effet de serre un poids dans le calcul économique public qui n'est pas très éloigné de celui proposé par le rapport Stern, puisque la valeur carbone croît dans le temps et n'est donc pas affectée par le taux d'actualisation.

# Les enseignements de l'analyse économique de l'environnement

L'élaboration d'une valeur tutélaire du carbone suppose de préciser plusieurs questions de principe :

- l'unicité de la valeur tutélaire. Une référence unique permet d'égaliser le coût marginal d'abattement du carbone dans toute l'économie et de minimiser ainsi les coûts engagés pour accomplir un effort global donné ;
- la règle d'évolution de la valeur du carbone dans le temps pour optimiser la gestion du « budget carbone » défini au niveau politique ;
- l'articulation de l'évolution dans le temps du prix des énergies fossiles et de la valeur du carbone ;
- la prise en compte de l'incertitude sur les objectifs et sur le progrès technologique futur.

Ce chapitre donne quelques points de repère, sans prétendre apporter de réponses définitives à des questions qui continuent d'alimenter la recherche économique.

## 1. Une valeur unique du carbone, qui peut se décliner de manière différenciée au niveau des instruments de politique économique

Pour appréhender la question de la valeur du carbone, il est indispensable de distinguer deux niveaux :

- la définition de la valeur tutélaire ;
- la mise en œuvre de cette valeur tutélaire dans le calcul économique public, l'évaluation et le calibrage des instruments économiques.

## 1.1. Les enjeux d'un référentiel unique

### 1.1.1. Les raisons de l'unicité du référentiel

Pour les économistes, une référence unique permet d'égaliser le coût marginal d'abattement du carbone dans toute l'économie et de minimiser les coûts engagés pour accomplir un effort global donné. S'en écarter, c'est accepter une inefficacité globale qui peut être très coûteuse pour la collectivité : on aurait pu atteindre un même objectif global de réduction à un coût moindre ; on aurait pu atteindre un objectif plus ambitieux de réduction avec le même niveau d'effort.

- Dans une perspective coûts/avantages, le coût occasionné à la collectivité par une émission de  $\text{CO}_2$  ne dépend pas de l'endroit où ces gaz sont émis, ni du secteur économique qui l'émet. Une tonne de  $\text{CO}_2$  a bien le même effet, qu'elle soit émise par une automobile ou par une cimenterie, en France, aux États-Unis, ou en Chine. Le signal qu'il convient de donner pour optimiser l'effort est fonction du coût d'abattement des émissions, et plus précisément, du coût marginal d'abattement. Si la collectivité veut optimiser son action, elle doit commencer par réduire les émissions là où elles sont les moins coûteuses. Elle poursuit son effort de telle manière que l'avantage qu'elle en retire soit égal au coût de ce même effort. Si l'on classe tous les projets possibles par coût croissant, en commençant à réduire les émissions là où elles sont les moins coûteuses, il arrive un moment où la contrainte est respectée. La valeur carbone est, par définition, révélée par le dernier coût d'abattement. Cette référence ne peut donc qu'être unique, bien que les courbes de coûts d'abattement soient très différentes d'un secteur à l'autre, d'une région à l'autre, d'une période à une autre.
- L'application de ce raisonnement normatif simple est discutée dans la communauté scientifique lorsqu'il s'agit d'assurer la reproduction à long terme de l'environnement, notamment lorsque celui-ci est marqué par des ruptures, des irréversibilités dans lesquelles se jouent les conditions d'existence futures du monde. Dans ce cas, le raisonnement à la marge peut ne plus être adapté : ces difficultés conduisent certains économistes à comparer plus globalement les coûts de prévention et les coûts de restauration et non les bénéfices marginaux et les coûts marginaux. Cette difficulté peut être levée à partir du moment où l'on raisonne sur la minimisation des coûts pour un objectif donné de manière exogène.
- Dans une perspective coûts/efficacité, en effet, on ne considère plus le coût social des dommages mais l'effort nécessaire pour respecter une contrainte sur les émissions (niveau et rythme de réduction). Cette règle d'unicité de la valeur et d'égalisation des coûts marginaux d'abattement dans une économie confrontée à cette contrainte est robuste et repose sur une intuition simple : supposons qu'il existe deux agents ayant des coûts marginaux différents à l'équilibre, parce que confrontés à des signaux-prix différents. Dans ce cas, un transfert de l'effort de réduction des émissions de l'agent au coût marginal le plus élevé vers l'autre agent permet de réduire le coût total d'abattement tout en maintenant l'effort global inchangé. Dans un tel contexte, la valeur carbone ne fait que traduire le prix implicite que cette contrainte impose.

### 1.1.2. *L'espace géographique pertinent de définition du référentiel*

La lutte contre le changement climatique constituant un bien public mondial, la solution la plus efficace pour la planète serait de pouvoir définir une valeur de référence du carbone unique et globale. La définition d'un tel référentiel traduirait une volonté commune des pays émetteurs de gaz à effet de serre de participer à la lutte contre le changement climatique. Dans un tel contexte, la valeur de référence du carbone serait :

- d'autant plus élevée que l'objectif mondial de réduction des émissions serait ambitieux ;
- d'autant plus faible que les efforts seraient coordonnés, via par exemple la mise en place d'un marché mondial de permis d'émissions.

Dans la mesure où il existe de grandes différences géographiques des coûts d'abattement, plus on raisonne sur des espaces restreints plus on prend le risque d'avoir des valeurs élevées pour un même niveau de contrainte. Plus on considère un espace élargi, plus le référentiel pour un même niveau de contrainte pourra être faible.

Étant donné qu'il est aujourd'hui impossible de prévoir avec certitude quelle sera la place des mécanismes d'échanges de quotas CO<sub>2</sub> au plan mondial, les scénarios retenus pour la modélisation envisagent plusieurs états du monde possibles : faible niveau de flexibilité et cloisonnement des efforts, prix uniforme du carbone à l'échelle mondiale, etc. Il importe cependant à ce stade de souligner les éléments suivants :

- la commission propose une valeur de référence française, en l'absence de valeur de référence fixée au niveau européen ;
- cette valeur française est fixée en prenant pleinement en compte la dimension européenne de la politique de lutte contre le changement climatique, en particulier la définition des objectifs de réduction des émissions et l'égalisation des prix sur le marché ETS.

## 1.2. Une différenciation possible au niveau des instruments économiques

L'unicité du référentiel carbone peut s'accommoder d'une déclinaison différenciée au niveau des usages qui peuvent en être faits.

### 1.2.1. *Une première source de différenciation porte sur les instruments économiques mobilisables*

Les instruments économiques capables d'internaliser la contrainte carbone ont eu tendance à se diversifier au cours des années récentes, grâce notamment à la mise en place des marchés de permis et à l'apport des nouvelles technologies. Jadis confrontés à l'alternative taxe/réglementation, les pouvoirs publics ont aujourd'hui à leur disposition une palette d'instruments plus large : normes, certificats verts, permis d'émission, péages urbains, taxes et dépenses fiscales, bonus-malus, subventions à la recherche et développement, etc.

Il n'appartient pas à ce rapport de définir les règles d'affectation de chacun de ces instruments et leurs combinaisons possibles. Trois points méritent ici d'être soulignés :

- les pouvoirs publics peuvent s'appuyer sur une large gamme d'instruments pour calibrer une intervention qui satisfasse simultanément des objectifs environnementaux et des objectifs de redistribution ;
- la valeur du carbone nécessaire pour atteindre un objectif d'émissions donné dépend pour une large part des technologies disponibles. Plus vite les technologies permettant d'économiser la consommation d'énergies fossiles ou de capturer et de stocker le CO<sub>2</sub> seront disponibles, moins la valeur tutélaire du carbone aura besoin d'être élevée. La capacité des pouvoirs publics à stimuler la recherche et développement vers des solutions sobres en carbone a vocation à jouer un rôle décisif pour atteindre un objectif d'émissions donné au moindre coût ;
- tandis que les infrastructures sont marquées par un degré élevé d'irréversibilité, les instruments économiques peuvent être ajustés plus aisément au cours du temps, et intégrer les révisions ultérieures de la valeur tutélaire du carbone.

### *1.2.2. Une deuxième source de différenciation peut porter sur les secteurs économiques concernés*

Même si l'introduction d'un signal-prix identique dans tous les secteurs de l'économie constitue en première analyse le moyen le plus économique pour atteindre un objectif environnemental donné, plusieurs arguments peuvent justifier une différenciation entre secteurs. Ces arguments, déjà largement évoqués dans le rapport Landau, méritent ici d'être brièvement rappelés :

- les situations de départ sont très différentes d'un secteur à l'autre. Le poids du carbone n'est pas le même dans tous les produits ; les taxes et réglementations existantes pèsent également dans des proportions variables selon les secteurs. Dans un tel contexte, il est clair qu'introduire un même signal-carbone dans l'ensemble de l'économie aboutirait à des variations relatives de prix – et donc des chocs – d'inégale ampleur selon les activités ;
- il existe des inerties liées au capital – équipements industriels, infrastructures de transports et bâtiments – dont le renouvellement ne peut être que très progressif, pour des raisons liées à la durée de vie des équipements ainsi qu'aux choix d'urbanisme et d'aménagement du territoire ;
- dans les domaines où la sensibilité des agents économiques aux prix est limitée par la faiblesse des alternatives disponibles, le signal-prix peut être abaissé pour éviter d'induire des transferts de revenus importants. Dans les domaines où il faut au contraire changer le poids des habitudes, le signal-prix doit être fort pour faire « basculer » les comportements et faciliter l'apprentissage de solutions alternatives ;
- les secteurs économiques n'ont pas le même degré d'exposition à la concurrence internationale ni la même capacité à répercuter le prix des permis ou les taxes sur le consommateur final.

## 2. La trajectoire optimale de la valeur carbone

Plusieurs arguments sont évoqués dans la littérature économique pour justifier une trajectoire croissante dans le temps de la valeur carbone :

- la société a intérêt à exploiter en priorité les gisements d'abattement à faibles coûts aujourd'hui disponibles, avant d'aller « chercher » les gisements plus coûteux ;
- le coût marginal des dommages augmente dans le temps avec la concentration accrue de gaz à effet de serre ;
- les objectifs de réduction d'émissions se font de plus en plus ambitieux ;
- l'enveloppe d'émissions jugée acceptable peut être assimilée à une ressource non renouvelable ou à un actif qu'il faut gérer dans le temps.

C'est sur ce dernier élément que se concentrent les développements qui suivent.

### 2.1. Un modèle simplifié de contrôle optimal pour appréhender la gestion des ressources épuisables : la règle de Hotelling

Dans le cas de la lutte contre le réchauffement climatique, le problème de la bonne gestion d'une contrainte carbone qu'on s'impose collectivement peut être ramené au cadre théorique classique qui donne les règles à suivre pour assurer la gestion optimale d'une ressource épuisable<sup>1</sup>. Ce cadre trouve son origine dans les travaux de Gray (1914) et surtout de Hotelling<sup>2</sup> (1931). Ces auteurs construisent, sur la base d'un raisonnement microéconomique de maximisation de l'utilité associée à la consommation de ces biens, un outil d'analyse de l'évolution des prix de ces ressources (analyse positive<sup>3</sup>) et de manière plus ambitieuse une règle optimale d'extraction de la ressource (analyse normative<sup>4</sup>).

Dans sa formulation la plus simple, la règle de Hotelling énonce que le prix unitaire d'une ressource naturelle non renouvelable dont les réserves sont connues au départ doit croître à un taux égal au rendement qui serait obtenu en investissant dans des actifs alternatifs. Même dans un contexte concurrentiel, le prix de la ressource excède ainsi son coût d'extraction et incorpore une rente de rareté<sup>5</sup> qui reflète le caractère épuisable de la ressource.

1 – Elle peut être également utilisée pour d'autres ressources a priori renouvelables : par exemple les ressources halieutiques, la gestion des forêts ou encore les nappes d'eau souterraines.

2 – Hotelling H., "The Economics of Exhaustible Resources", *Journal of Political Economy*, 39, 1931, 137-175. Cet article poursuivait un double objectif : construire un indicateur de valeur lié au caractère épuisable d'une ressource non renouvelable, en particulier des ressources minérales, et comparer les performances, en termes de conservation à long terme de ces ressources, d'une industrie parfaitement concurrentielle et d'un monopole ou d'un quasi-monopole minier.

3 – Dans cette perspective, on cherche à expliquer les évolutions que l'on observe. Ce fut d'ailleurs un point de controverses puisque l'observation des prix du pétrole sur de longues périodes indiquait au contraire qu'il baissait !

4 – Dans cette perspective, au contraire, la théorie vise à donner les règles (au propriétaire privé ou à la collectivité) qu'il faudrait mettre en œuvre pour obtenir une situation optimale du point de vue économique.

5 – Terme qu'il faut distinguer précisément de la rente de monopole, mais aussi de la notion de rente différentielle (rente ricardienne qui intervient du fait de l'existence de différences de coût d'extraction entre les gisements).

Il faut noter la robustesse d'un résultat qui renvoie à un arbitrage inter-temporel : le décideur doit être indifférent entre retirer une unité supplémentaire du stock de ressources naturelles aujourd'hui ou le faire demain – ces deux actions doivent avoir exactement la même valeur, ou la même utilité sociale si l'on se place du point de vue de la collectivité. Pour qu'il en soit ainsi, il faut que le prix associé à ce bien croisse dans le temps au rythme du taux d'intérêt ou encore du taux d'actualisation.

Cette présentation en reste à une formulation très épurée : la théorie a connu de nombreux développements dans la littérature pour explorer les conséquences de l'introduction d'éléments plus réalistes comme la prise en compte des coûts d'extraction, l'absence de connaissance parfaite des réserves disponibles, l'impact du progrès technique ou l'évolution de la demande dans le temps.

## 2.2. L'adaptation de la règle de Hotelling à l'effet de serre

L'engagement de réduction des émissions de gaz à effet de serre pose un double problème :

- la détermination du plafond de concentration de gaz dans l'atmosphère à ne pas dépasser ;
- la répartition optimale dans le temps des efforts qu'il convient d'entreprendre pour atteindre l'objectif fixé.

Ces deux problèmes peuvent être ramenés à une même question : celle de la valeur de la tonne de carbone qu'il faut introduire à chaque instant dans le système socioéconomique pour caler les niveaux d'émissions sur ce plafond et cette trajectoire une fois définis.

Depuis plus de 20 ans<sup>1</sup>, la question du sentier optimal de la valeur carbone a fait l'objet de nombreux travaux, aussi bien analytiques que numériques : les modèles de Nordhaus (1980, 1982, 1990, 1993), développés en univers certain, ou plus récemment des travaux en univers incertain, dans lesquels les informations qui permettent de lever les incertitudes arrivent au cours du temps, ont alimenté la réflexion et ont été régulièrement repris dans les rapports du GIEC<sup>2</sup>.

### 2.2.1. Un schéma simple<sup>3</sup> permet de considérer une situation dans laquelle la collectivité se fixe un plafond sur les émissions de CO<sub>2</sub>

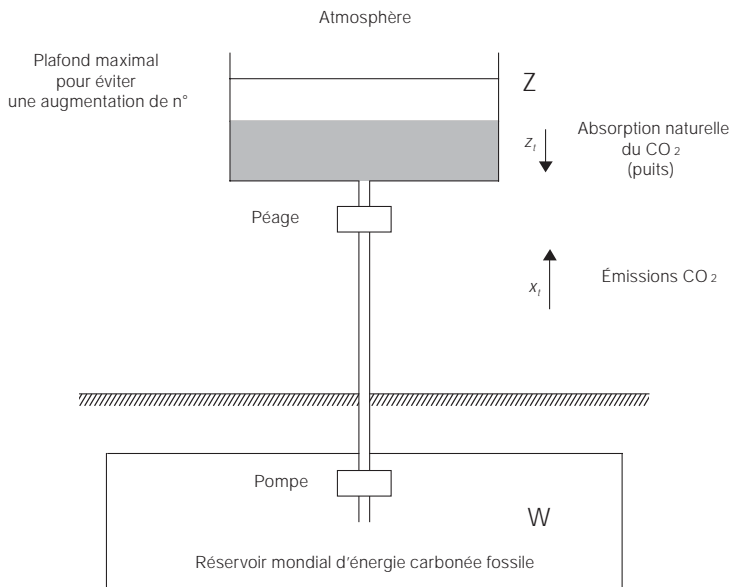
Considérons qu'il existe un stock d'énergies fossiles disponibles pour la consommation, qu'on nomme ici  $W$ . Notons qu'il s'agit bien de l'ensemble des ressources fossiles : le pétrole, mais aussi le gaz naturel et surtout le charbon qui pourrait à l'avenir jouer un rôle important. Considérons par ailleurs qu'il existe une concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère à laquelle on associe un niveau moyen de température et qu'on ne souhaite pas dépasser. Cette contrainte quantitative n'est pas géologique, mais politique : la communauté internationale décide d'un niveau maximum de concentration, et fixe donc un stock fini de CO<sub>2</sub> à émettre, noté  $Z$ .

1 – On trouvera un point plus précis dans une note transmise et présentée au groupe de travail : *Quelques enseignements de l'état de l'art concernant le sentier optimal du prix du carbone*, CIREN, février 2008.

2 – Voir sur ce point : Hammit *et al.* (1992), Hourcade (1997), Ha-Duong *et al.* (1997).

3 – On doit cette présentation originale à Joël Maurice (ENPC).

Graphique n° 12 : Effet de serre et limites quantitatives sur le CO<sub>2</sub>



Source : Centre d'analyse stratégique, d'après une présentation de Joël Maurice (ENPC)

Chaque fois qu'on prélève et consomme une partie de ce stock d'énergie carbone fossile ( $W$ ), on augmente le niveau de concentration d'un flux désigné ici par  $x_t$ . Dans le même temps, le système absorbe naturellement un flux  $z_t$  pendant la même période.

Une fois ce niveau  $Z$  maximal fixé (c'est-à-dire un plafond de concentration ou de température), la question est de déterminer l'intensité de la contrainte à mettre sur la consommation pour ne pas dépasser cette limite. Traduire cette contrainte sous la forme d'un prix (d'un péage) revient à déterminer la valeur du carbone. Cet exercice correspond assez précisément à celui qui faisait l'objet des travaux de Hotelling :

- dans la période actuelle, les émissions de CO<sub>2</sub> sont supérieures aux mécanismes naturels d'absorption ( $x_t$  est supérieur à  $z_t$ ), ce qui signifie que la concentration de CO<sub>2</sub> augmente, ainsi que la température ;
- sans « péage » mis sur ces consommations, l'ensemble du stock d'énergies fossiles  $W$  serait consommé et le niveau  $Z$  serait dépassé.

Admettons maintenant qu'un « péage » soit introduit de manière à réduire suffisamment  $x_t$  afin d'atteindre le plafond  $Z$  à une date déterminée sans le dépasser.

- À compter de cette date, il sera toujours possible de continuer à prélever dans le stock d'énergies fossiles, mais à condition de le faire au même rythme que l'absorption naturelle<sup>1</sup>.

1 – On notera que l'intégration dans le raisonnement des puits de pétrole fait basculer la question de la gestion optimale d'une ressource épuisable à celle un peu différente de la gestion d'une ressource en partie renouvelable.



- On émettra alors autant de gaz à effet de serre que le système peut en absorber de lui-même<sup>1</sup>. On pourra consommer l'ensemble des énergies fossiles (« vider »  $W$ ) dans le temps, mais l'épuisement en sera repoussé à un horizon très lointain.

Cette rapide description permet de comprendre que la question posée par la gestion des gaz à effet de serre peut être ramenée à une question d'arbitrage inter-temporel.

### 2.2.2. *Articuler dans le temps les contraintes d'épuisement de la ressource en énergies fossiles et la contrainte de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>*

Lors de la première période, avant que le plafond du maximum de concentration de CO<sub>2</sub> ( $Z$ ) soit atteint à la date  $T_1$ , la règle de Hotelling s'applique et la valeur du carbone croît au taux d'actualisation  $\rho$  (augmenté du taux d'absorption naturelle le cas échéant). On l'assimile à une rente d'émission.

Lors de la deuxième période, alors que le niveau maximal de concentration de CO<sub>2</sub> est atteint, la valeur du carbone va décroître (d'un montant correspondant à l'augmentation du prix des énergies fossiles, qui lui-même croît en raison de la rente d'épuisement des ressources fossiles). Lors de cette période, on continue à consommer de l'énergie fossile mais à un rythme qui est égal au rythme d'absorption naturelle du CO<sub>2</sub>. Cette période s'achève à la date  $T_2$  où la valeur du CO<sub>2</sub> s'annule.

Lors de la troisième période, la valeur du carbone reste nulle, car la rente de rareté est suffisamment élevée pour que la consommation annuelle d'énergies fossiles soit inférieure à l'absorption naturelle de CO<sub>2</sub> par les puits de carbone.

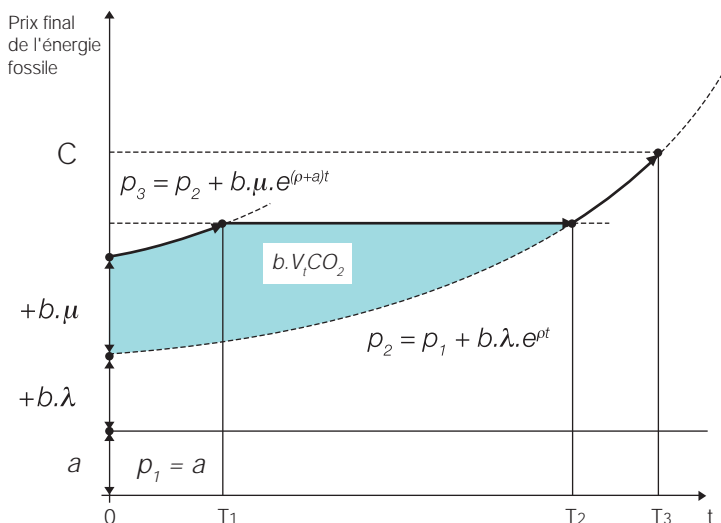
Enfin, les réserves d'énergies carbonées fossiles s'épuisent à la date  $T_3$ , où le prix (extraction plus rente de rareté) devient égal au prix pour lequel les énergies non carbonées permettent de satisfaire 100 % de la demande mondiale d'énergie. Celle-ci est alors exclusivement satisfaite par l'offre d'énergie non carbonée, pour un prix d'équilibre ( $c$ ) qui est très élevé, à moins d'envisager une accélération très forte du progrès technique.

Ce modèle simplifié suppose notamment que les énergies non carbonées prennent le relais à l'horizon  $T_3$ , alors qu'en réalité la substitution sera progressive. Il suffit à ce stade d'indiquer que les dates  $T_1$ ,  $T_2$  et  $T_3$  précitées se situent à des horizons suffisamment éloignés, et donc de considérer que la valeur du carbone suit en première approximation la règle de Hotelling à l'horizon 2050. On verra dans les simulations quantitatives de ce modèle que la période  $T_2$  pourrait débiter avant la fin de ce siècle.

Le long de ce sentier optimal, la collectivité fait en sorte de caler ses efforts de telle sorte qu'il lui soit équivalent de réduire davantage du CO<sub>2</sub> aujourd'hui ou de transférer des capitaux aux générations futures pour réaliser ces efforts supplémentaires.

<sup>1</sup> – À moins de considérer qu'on peut augmenter ce prélèvement de manière artificielle (c'est tout l'enjeu de la séquestration du carbone : captation du carbone, renforcement des puits naturels).

Graphique n° 13 : Valeur carbone et périodes de transition<sup>1</sup>



Source : Centre d'analyse stratégique, d'après une présentation de Joël Maurice (ENPC)

### 2.2.3. Un modèle économique de contrôle optimal d'une ressource rare et polluante

Un modèle économique de contrôle optimal simplifié<sup>2</sup> permet de formaliser le raisonnement précédent. Dans ce modèle, la satisfaction de chaque consommateur est à chaque instant une fonction croissante du flux d'énergie fossile carbonée qu'il consomme directement ou qu'il utilise pour produire les biens ou services qu'il consomme. Ces consommations d'énergies fossiles cumulées au cours du temps sont soumises à une double contrainte quantitative : l'épuisement des ressources mondiales existantes d'une part, le plafond de la concentration en CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère d'autre part. La démarche se résume en un calcul simple consistant à répartir les quantités d'énergies fossiles utilisables au cours du temps, de façon à maximiser la satisfaction inter-temporelle des consommateurs, ou, ce qui revient au même, à minimiser le coût social dû aux limitations pesant sur l'usage cumulé des énergies carbonées fossiles.

1 – On rappelle que :

- $a$  est le coût de production (supposé constant pour simplifier) d'une tep (tonne d'équivalent pétrole) d'énergie carbonée fossile ;
- $b$  représente les émissions de CO<sub>2</sub> produites par tep d'énergie carbonée fossile ;
- $c$  est le niveau atteint par le prix de l'énergie des énergies non carbonées, tel que 100 % de la demande mondiale d'énergie soit satisfaite par l'offre d'énergie non carbonée ;
- $\rho$  est la rente de rareté pour une tep d'énergie carbonée fossile, à l'instant 0 (due au caractère épuisable des ressources mondiales en énergies carbonées fossiles) ;
- $\mu$  est la rente d'émission par tonne de CO<sub>2</sub> émise, à l'instant 0 (due au plafonnement de la teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère).

2 – Cette démarche s'appuie sur les principaux développements disponibles aujourd'hui dans la littérature : Ulph et Ulph (1997), Chakravorty, Moreaux et Tidball (2008).

## Modélisation théorique simple de la gestion d'un « budget carbone »

On considère :

- que les agents économiques retirent une utilité  $U(R_t)$  de la consommation à l'instant  $t$  des énergies fossiles ;
- qu'on dispose d'un taux d'actualisation  $\rho$  qui permet de pondérer ces différentes utilités en fonction du temps.

On cherche alors à résoudre le programme de maximisation d'une expression qui somme toutes les utilités générées dans le temps par la consommation de cette ressource fossile.

$$\text{Max} \int_0^{\infty} e^{-\rho t} U(R_t) dt$$

Cette maximisation est établie sous trois contraintes :

$$\dot{S}_t = -R_t$$

$$\dot{M}_t = \varepsilon R_t - \alpha M_t$$

$$M_t \leq Z$$

$$S_0, M_0 \text{ étant donnés}$$

La première contrainte considère que l'extraction et la consommation de la ressource  $R$  diminue un stock fini  $S$  (ressources mondiales existantes), dont on connaît le niveau à l'instant  $t$ .

La deuxième contrainte considère que la concentration de  $\text{CO}_2$ ,  $M$ , augmente avec les émissions qui sont elles proportionnelles à l'extraction de  $R$  (d'un coefficient constant  $\varepsilon$ ) et diminue avec l'absorption naturelle du  $\text{CO}_2$  (qui est égale à une fraction  $\alpha$  de la concentration de l'atmosphère en  $\text{CO}_2$ ).

La troisième considère que la concentration de l'atmosphère ne doit pas dépasser un niveau considéré comme dangereux noté  $Z$ .

L'outil mathématique associé à chacune de ces contraintes des coefficients qui permettent la résolution du problème et dont le sens économique est le suivant :

$\lambda_t > 0$ , désignant le prix implicite de la ressource (rente de rareté)

$\mu_t > 0$ , désignant le prix implicite du stock de carbone (valeur carbone)

$\omega_t > 0$ , multiplicateur associé à la contrainte de concentration. Il est nul si la contrainte n'est pas atteinte, positif dans le cas contraire.

À l'optimum, les relations suivantes sont réalisées :

$$U'(R_t) = \lambda_t + \varepsilon \mu_t \quad , \quad \frac{\dot{\mu}_t}{\mu_t} = \rho + \alpha - \frac{\omega_t}{\mu_t} \quad , \quad \frac{\dot{\lambda}_t}{\lambda_t} = \rho$$

La rente de rareté croît sur ce chemin optimal au taux d'actualisation<sup>1</sup>  $\rho$  :

$$\lambda_t = \lambda_0 e^{\rho t}$$

La valeur carbone croît sur ce chemin optimal au taux d'actualisation augmenté du taux d'absorption naturelle de carbone dans l'atmosphère :

$$\mu_t = \mu_0 e^{(\rho + \alpha)t}$$

Source : Centre d'analyse stratégique d'après une présentation de K. Schubert (université Paris 1)

1 – Cette rente est contrainte par le prix de la ressource renouvelable de substitution qui se développe lorsque la rente sur l'énergie fossile atteint le niveau qui déclenche la rentabilité de l'énergie non carbonée de substitution.

## 3. Les amendements à apporter à la règle de Hotelling

### 3.1. Les mécanismes d'absorption naturelle du CO<sub>2</sub>

Si on considère la seule question de la valeur carbone, on retrouve bien dans la démonstration précédente la règle de Hotelling, au détail près que la prise en compte du mécanisme d'absorption naturelle du CO<sub>2</sub> conduit à se référer à un taux plus élevé que le taux d'actualisation.

Si on considère que le taux d'absorption est faible par rapport au taux d'actualisation, la règle de Hotelling est une bonne approximation. Si on considère au contraire que ce taux d'absorption est important, la règle doit être infléchie. Plus on considère un taux d'actualisation faible, plus la question de l'absorption devient essentielle dans le calcul.

On a supposé en outre dans le modèle précédent que ce taux d'absorption est constant. Cependant, les travaux des climatologues montrent qu'il peut évoluer dans des sens opposés : l'augmentation de la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère peut accélérer certains processus naturels de captation du carbone ; l'augmentation de la température peut à l'inverse fragiliser de manière irréversible ces mécanismes complexes<sup>1</sup>.

### 3.2. La prise en compte de l'incertitude

#### 3.2.1. La règle de Hotelling en univers incertain

La « pureté » du résultat précédent, qui fixe un cadre général pour la question de la gestion optimale de ressources non renouvelables en univers certain, doit être amendée pour tenir compte des nombreuses incertitudes qui entourent la lutte contre le changement climatique<sup>2</sup>.

Dès les années 1980, cette question est apparue primordiale et les travaux intègrent les problématiques d'irréversibilité et de valeur de l'information. Ces travaux (notamment l'usage de modèles de contrôle optimal résolu en décision séquentielle) font apparaître une nécessité d'actions précoces plus importantes du fait des incertitudes, en raison de l'irréversibilité des changements climatiques créés par l'inaction<sup>3</sup>. Dans les approches stochastiques, les hypothèses sur la technologie et sur les dommages sont toujours au cœur des résultats, mais la trajectoire optimale consiste en un compromis acceptable entre des visions différentes, qui assure le maintien des possibilités de réorientation en cas de nouvelles informations (Ha Duong *et al.*, 1994).

1 – Ce point fait encore l'objet de controverses scientifiques. Nous verrons par la suite que ce taux a des incidences importantes sur les simulations. C'est une des incertitudes qui seront évoquées dans le paragraphe suivant.

2 – Ce type de « complication » est bien connu depuis les années 1970 pour le strict problème de l'énergie, où de nouvelles découvertes de ressources fossiles ou l'arrivée de nouvelles technologies de substitution non épuisables (*backstop*) a un impact important sur le sentier optimal (cf. Dasgupta et Heal, 1974).

3 – On retrouve le même résultat avec des analyses coûts/bénéfices dès lors qu'on a des courbes de dommages présentant des non-linéarités (Ambrosi *et al.*, 2003).

La question des incertitudes sur l'effet de serre a plusieurs dimensions : elle concerne aussi bien la croissance économique<sup>1</sup>, les coûts des dommages, le progrès technique que le degré d'engagement des acteurs.

### *3.2.2. L'incertitude internationale sur le degré d'engagement des pays émetteurs de gaz à effet de serre*

La contrainte finale sur les émissions mondiales reste incertaine. Elle dépendra principalement de l'évolution des rapports de force entre grandes puissances dans le cadre des négociations sur le post-2012. Le niveau d'ambition final de la lutte contre le réchauffement climatique traduira la propension plus ou moins grande des principaux pays émetteurs de gaz à effet de serre à s'engager dans une résolution concertée et coopérative de la question climatique. Ce jeu diplomatique aura pour toile de fond une connaissance scientifique en rapide mutation (notamment sur la nature et l'ampleur des dommages), qui pourrait conduire à réviser notre jugement collectif sur le niveau de contrainte pertinent, à la hausse (entrée plus précoce que prévu dans la partie « convexe » de la courbe des dommages) comme à la baisse.

### *3.2.3. L'incertitude face à l'ampleur du réchauffement et à la gravité de ses conséquences*

L'une des grandes inconnues qui alimentent la controverse sur les politiques en matière de changement climatique est bien celle du coût des dommages liés à une augmentation moyenne de la température. Deux attitudes se dégagent :

- celle qui considère que l'ampleur du réchauffement et la gravité de ses conséquences (événements catastrophiques, effets d'emballement, variation à la baisse des processus d'absorption naturelle du carbone) doivent conduire à un effort plus important. Cette attitude incite à envisager dès aujourd'hui un objectif de réduction ambitieux, et donc à majorer la valeur du carbone ;
- celle qui considère que les progrès de la connaissance peuvent amener à une modération des jugements sur l'apparition des dommages, sur la réalité de la hausse des températures, les technologies disponibles, etc., et qu'il serait dès lors plus raisonnable de ne pas introduire un choc de prix initial trop important. Il serait plus rationnel de transférer l'effort dans le temps pour tirer meilleur parti de l'information future et de privilégier aujourd'hui la croissance, nécessaire pour financer le progrès technique et les nouveaux investissements plus sobres en carbone. Cette attitude conduit à s'engager sur des réductions d'émissions moins ambitieuses et donc une valeur du carbone plus faible.

### *3.2.4. L'incertitude sur le progrès technique*

Le progrès technique est un élément clé de la lutte contre le changement climatique. Les simulations des modèles montrent très clairement la sensibilité des valeurs du carbone aux hypothèses sur l'émergence et la diffusion de nouvelles technologies plus sobres en carbone ou non : le coût et la faisabilité d'un objectif donné de réduction des émissions changent alors radicalement.

<sup>1</sup> – L'incertitude sur la croissance est intégrée dans le choix d'un taux d'actualisation décroissant dans le temps. Voir le rapport Lebègue.

Il faut en pratique distinguer deux types d'incertitude sur le progrès technique :

- l'incertitude sur l'innovation qui pourra permettre à des technologies qui n'existent pas, ou seulement à titre très expérimental, d'être déployées à grande échelle d'ici une ou plusieurs décennies. C'est le cas, à des stades différents, des technologies de capture et séquestration du carbone, de la pile à combustible ou de la fusion nucléaire (ITER) ;
- l'incertitude sur la diffusion des technologies qui se rapporte aux nombreux obstacles économiques, institutionnels et comportementaux pouvant freiner la diffusion du progrès technique dans le système économique. Cette seconde incertitude est aussi importante que la première.

Selon le dernier rapport d'évaluation du GIEC (WGIII, 2007), on dispose aujourd'hui d'options de réduction des émissions avec des technologies aujourd'hui matures (énergies renouvelables, gains d'efficacité, etc.) pour se placer sur des trajectoires de stabilisation à 450 ou 550 ppme. Cette incertitude rappelle les débats sur l'existence ou non de larges potentiels « sans-regrets » ou « à coûts négatifs » (GIEC, 1995, 2001) : il est possible en effet d'identifier un certain nombre d'évolutions technologiques qui présentent un bilan actualisé positif, comme en témoignent les courbes sectorielles de coût d'abattement calculées par McKinsey (voir *supra* graphique n° 7).

Le problème posé pour les deux prochaines décennies (jusqu'en 2030) est moins l'incertitude sur les technologies disponibles que celle portant sur la mobilisation des potentiels de réduction identifiés par les experts, et sur la levée des freins à la diffusion des technologies existantes : accès à l'information, accès au crédit, coûts de transaction, etc.

Au-delà de 2030, en revanche, la poursuite de la « décarbonisation » des économies est conditionnée par l'arrivée à maturité de technologies aujourd'hui encore incertaines, tels la capture et séquestration du CO<sub>2</sub> ou les véhicules électriques. Ces incertitudes sur le progrès technique ont toujours été au centre de controverses sur les politiques de réduction des émissions, sur le tempo de l'action et, plus récemment, sur les outils de politique publique. La vision que l'on a des mécanismes de progrès technique est déterminante :

- on peut considérer que le progrès technique est exogène. Dans ce cas, plus on est optimiste sur le progrès technique à venir, plus il est économiquement rationnel de reporter une partie des efforts de réduction, lorsque l'arrivée à maturité des technologies faiblement émettrices permettra des réductions à faible coût ;
- on peut au contraire considérer que le progrès technique résulte d'un ensemble de mécanismes *endogènes* à l'économie et d'incitations, et non d'une « manne qui tombe du ciel ». L'étude des déterminants endogènes de ce progrès technique insiste sur trois mécanismes centraux :
  - l'apprentissage par la pratique (*learning-by-doing*), lorsqu'une augmentation des investissements dans une technologie innovante induit progressivement une baisse des coûts de cette technologie ;
  - l'innovation induite par les efforts de R & D (*learning-by-searching*) ;
  - les effets de diffusion (*spillovers*) qui permettent à l'ensemble de l'économie mondiale de profiter d'innovations, même si celles-ci ont été réalisées dans un cadre restreint.

L'idée d'un apprentissage endogène (par la pratique ou par la R & D) modifie profondément le débat sur le tempo de l'action, puisque la question pertinente n'est plus de savoir si l'on doit être optimiste ou pessimiste sur le progrès technique, mais de prendre en compte le fait qu'une action précoce peut induire l'arrivée plus rapide de nouvelles technologies peu émettrices. Cette considération ouvre la voie à un débat sur les instruments les plus adaptés pour cette action précoce, certains considérant qu'il faut mettre l'accent sur les efforts de R & D dans le domaine énergétique, tandis que d'autres insistent sur l'importance du signal-prix et des gains d'apprentissage par la pratique, plaidant pour des objectifs de réduction immédiats. En fait, il est probable que la solution optimale soit une combinaison des deux (GIEC, WGIII, 2007).

Lorsqu'on incorpore ces considérations de progrès technique dans l'analyse, il faut noter que l'incertitude sur le *coût marginal* d'abattement futur conduit à modifier la chronique des efforts de réduction d'émissions :

- l'optimisme sur l'émergence de technologies de rupture (captage du carbone, génération IV dans le nucléaire, hydrogène, etc.) conduit à préconiser un abaissement de la marche initiale ;
- la prise en compte du progrès technique induit amène à préconiser une élévation de la marche initiale, compensée par une diminution du taux de croissance de la valeur du carbone.

### 3.2.5. *Ce que dit l'analyse économique sur la prise en compte de l'incertitude*

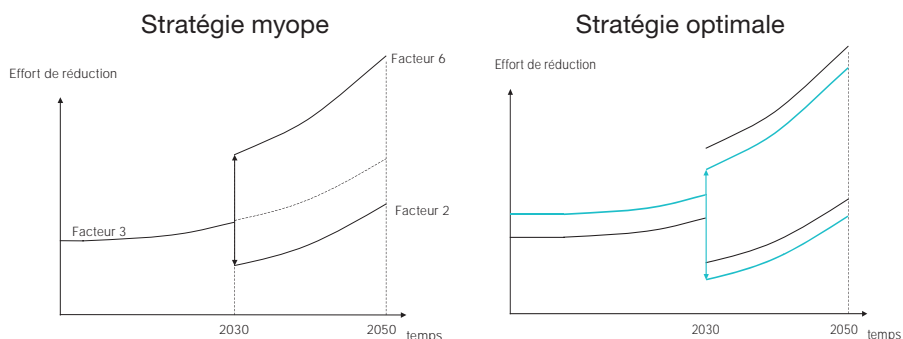
La plupart des modèles d'évaluation, dont les trois mobilisés par la commission, ainsi que le modèle de contrôle optimal élaboré, font abstraction des incertitudes importantes rappelées ci-dessus. Il faut donc adapter leurs résultats. On peut dégager les intuitions suivantes de ce que dit l'économie de l'environnement sur la prise en compte de l'incertitude sur le sentier de réduction des émissions et sur la valeur carbone :

- le rôle des irréversibilités. Dans un monde où l'on anticipe que les incertitudes environnementales, technologiques ou politiques vont se résorber rapidement, il y a une valeur d'option à engager des actions qui laissent les plus grands degrés de flexibilité à l'avenir. Néanmoins, cette observation générale ne donne pas d'indications claires concernant le signe de l'impact de l'incertitude sur l'importance de l'effort initial. Dans le cadre du changement climatique, l'irréversibilité environnementale (difficulté de récupération du CO<sub>2</sub> émis) milite en faveur d'un effort initial plus important. À l'inverse, l'irréversibilité du capital investi (difficulté de récupération des équipements installés) milite en faveur d'un effort initial faible ;
- le rôle de l'aversion au risque. Les incertitudes environnementales, technologiques et politiques constituent un risque financier que portent les générations futures. Augmenter l'effort initial de réduction d'émissions constitue pour elles une réduction du risque qu'il faut valoriser, en augmentant la valeur initiale du carbone ;
- le rôle de la prudence. À l'instar d'un ménage prudent accumulant une épargne de précaution quand ses revenus futurs deviennent plus incertains, il est socialement désirable d'augmenter l'effort initial d'abattement pour s'offrir une « épargne de précaution » dans un contexte de forte incertitude initiale,

quelle que soit son origine. Cette stratégie a pour avantage essentiel de réduire l'impact d'une mauvaise nouvelle à l'avenir qui, si ce scénario se réalisait, nécessiterait un effort massif d'abattement, aux conséquences économiques et sociales importantes.

Pour illustrer les implications pratiques de ces principes, considérons une incertitude de nature politique sur l'objectif de réduction des émissions, liée à un risque sur la stabilité des accords internationaux post-Kyoto ou à un risque technologique. Supposons par exemple qu'on anticipe aujourd'hui que les objectifs ont autant de chances d'être révisés à l'horizon 2030 à un niveau très contraignant (par exemple facteur 6) ou au contraire à un niveau peu contraignant (par exemple facteur 2). Si on fait abstraction de cette incertitude en prenant un scénario moyen<sup>1</sup> (facteur 3) tout en suivant le principe d'une croissance de la valeur carbone au taux d'actualisation, on obtient une stratégie myope qui n'est pas socialement désirable. Observons en particulier qu'elle implique un effort supplémentaire de réduction particulièrement violent en 2030 si le scénario « facteur 6 » se réalise. Cet effort initial supplémentaire aura été en revanche « inutile » si le scénario « facteur 2 » se réalise, cet effet ne compensant que partiellement le premier. En augmentant l'effort entre aujourd'hui et 2030, on offre une assurance et une épargne de précaution, qui permet d'aborder le risque de révision des engagements en 2030 dans une situation plus favorable.

Graphique n° 14 : Stratégie optimale en univers incertain



Source : Centre d'analyse stratégique d'après présentation de C. Gollier (Toulouse School of Economics)

Globalement, la prise en compte de l'incertitude dans les modèles nécessite d'augmenter la valeur initiale du carbone. Elle induit donc aussi une modification de la règle de la croissance de la valeur carbone au taux d'actualisation :

- d'une part, elle rend la valeur carbone future incertaine, c'est-à-dire dépendante d'informations futures ;
- d'autre part, en augmentant l'effort initial, elle réduit le taux de croissance *espéré* de la valeur carbone.

1 – Dans ce cas, si les facteurs 2 et 6 sont équiprobables (probabilité = 0,5), le facteur 3 moyen équivalent est obtenu sur la base de :  $0,5 \cdot (1/6) + 0,5 \cdot (1/2) = 1/3$ .



### 3.3. Les enseignements à tirer pour l'élaboration du référentiel carbone

Au total, trois principes doivent guider l'évolution de la valeur du carbone dans le temps :

- premier principe : la règle de Hotelling constitue une référence pertinente dans une approche coûts/efficacité. Cette règle a une double portée :
  - elle montre que l'actualisation « n'écrase » pas la valeur d'une ressource rare si celle-ci voit son prix relatif croître dans le temps ;
  - elle exprime que l'on est indifférent, au voisinage de la trajectoire actualisée, à déplacer un effort marginal d'abattement d'une période à une autre ;
- deuxième principe : les spécificités du changement climatique conduisent à formuler deux types d'amendements à la règle de Hotelling :
  - l'absorption naturelle du CO<sub>2</sub> milite en faveur d'un rehaussement du taux de croissance de la valeur par rapport au taux d'actualisation ;
  - l'incertitude conduit au contraire à un rehaussement de la valeur initiale du carbone et à une baisse du taux d'actualisation, en application du principe de précaution. Comme on le verra dans la présentation du compromis final, le pragmatisme peut imposer d'envisager de lisser la marche initiale sur plusieurs années.
  - la commission considère, en l'état des informations à sa disposition sur l'importance quantitative de ces deux éléments, qu'ils tendent à se compenser, ou en tout cas que leur solde net reste du second ordre. ;
- troisième principe : la règle de Hotelling est une règle de gestion d'un « budget carbone » de long terme. Sur un horizon plus court, elle doit être appliquée en tenant compte des objectifs intermédiaires définis au niveau européen (– 20 % ou – 30 % en 2020, puis « facteur 4 » en 2050).

## Les scénarios de modélisation

Les points développés précédemment constituent le socle sur lequel se construit ce cinquième chapitre, qui explicite le processus d'élaboration de la valeur tutélaire du carbone en s'appuyant sur un exercice de simulation.

La commission présidée par Marcel Boiteux avait clairement souligné l'intérêt des modèles et utilisé assez directement les travaux engagés dans le cadre de l'exercice de prospective du secteur énergétique 2010-2020 présidé par Pierre Boisson<sup>1</sup>, mais elle n'avait pas engagé d'exercice de simulation spécifique.

La présente commission a jugé pour sa part indispensable d'engager un tel exercice, dans l'esprit de ce qui a été mis en œuvre par l'administration américaine ces dernières années dans le cadre du *Climate Change Science Program (CCSP)*<sup>2</sup>. Pour ne pas être « prisonnière » des résultats de l'un ou l'autre des modèles, elle en a sélectionné trois, aux logiques de construction très différentes.

Les modèles permettent de calculer le profil de valeur du carbone nécessaire pour respecter une enveloppe d'émissions donnée. Les modèles sont contraints par des points de passage sur les émissions en 2020 et 2050, conformément aux objectifs européens; en ce sens, ils calculent des variables duales d'une trajectoire donnée à l'avance.

1 – Commissariat général du Plan, *Énergie 2010-2020. Les chemins d'une croissance sobre*, rapport du groupe présidé par Pierre Boisson, Paris, La Documentation française, 1998.

2 – On ne décrit pas ici l'ensemble de ce travail tout à fait remarquable qui montre comment les exercices de modélisation peuvent servir à une réflexion prospective. Les principaux résultats obtenus dans cet exercice sont décrits dans le chapitre sur les valeurs du carbone. Le détail de ce programme est consultable à l'adresse suivante : <http://www.climatescience.gov>.

# 1. Le rôle de la modélisation<sup>1</sup>

De nombreux modèles économiques permettent de simuler l'évolution du système énergétique et des émissions de gaz à effet de serre qui en découlent, ainsi que leurs interactions avec le système économique. Ils se différencient par leur approche plus ou moins globale de l'économie, par leur couverture géographique (nationale, régionale ou mondiale), par leur horizon temporel, par la prise en compte des technologies (identification explicite ou non de technologies alternatives à celles fondées sur la consommation d'énergies fossiles). C'est pourquoi il est utile de les comparer, voire de les faire « dialoguer », chacun apportant un éclairage différent.

On distingue traditionnellement deux grandes catégories : les modèles technico-économiques et les modèles macroéconomiques.

## 1.1. Les modèles technico-économiques

Ils s'attachent à représenter l'évolution du système énergétique. Ils se fondent sur deux types de modélisation :

- les modèles de simulation de tout ou partie du système énergétique. Ils représentent les comportements des agents économiques (consommateurs et/ou producteurs), les choix d'investissements et l'équilibre des marchés énergétiques. Ces modèles permettent une description précise et physique des technologies, des stocks et des flux d'énergie, ainsi que des équipements. Ils n'incorporent en revanche qu'une représentation globale et exogène du reste de l'économie, sous la forme d'une trajectoire de PIB prescrite par le modélisateur. Dans la plupart de ces modèles, la valeur du carbone induit une bifurcation de la trajectoire d'émissions en modifiant les termes de la compétition entre types d'énergies, via les choix d'investissements, les gains d'efficacité et la direction du progrès technique. En France, existent le modèle MEDEE-ME (ENERDATA), un modèle très désagrégé qui concerne uniquement la demande finale d'énergie au niveau national, et le modèle POLES (LEPII), un modèle mondial régionalisé de simulation du système énergétique en équilibre partiel. Au niveau mondial, cette catégorie inclut par exemple les modèles PRIMES, GIMS, WEM, TIMER ;
- les modèles d'optimisation du système énergétique. Ils calculent de manière normative les investissements optimaux pour minimiser le coût complet de la fourniture de services énergétiques finaux donnés. Ces modèles comportent une description complète et très désagrégée des technologies de production et de transformation énergétiques. Lorsqu'ils sont soumis à une contrainte, tel un plafond d'émissions de gaz à effet de serre, ils calculent la réorientation optimale du système énergétique qui satisfasse à la fois la demande exogène de services énergétiques et la contrainte d'émissions. Les plus connus de ces

1 – Cette typologie a été présentée en séance par Renaud Crassous. Voir Crassous-Doerfler R., *Modéliser le long terme dans un monde de second rang : application aux politiques climatiques*, thèse de doctorat en économie, Paris (soutenance en novembre 2008). On peut également lire avec profit un document plus ancien : Commissariat général du Plan, *Effet de serre : Modélisation économique et décision publique*, rapport du groupe présidé par Jean-Noël Giraud, Paris, La Documentation française, 2001 (voir l'annexe « Typologie de modèles », p. 139-144).

modèles sont ceux de la famille MARKAL, ou MESSAGE (The International Institute for Applied Systems Analysis). En France, le modèle EFOM avait été développé dans les années 1970 et le modèle MARKAL France est actuellement développé par le Centre de mathématiques appliquées de l'École des Mines de Paris. Ces modèles calculent uniquement une évaluation des coûts techniques de réduction des émissions.

## 1.2. Les modèles macroéconomiques

Ils se caractérisent par une représentation globale de l'économie et une représentation plus agrégée du système énergétique lui-même. Cet ensemble de modèles se décline selon trois catégories :

- les modèles d'équilibre général calculables permettent la simulation des interactions intersectorielles et de la propagation des effets des politiques de réduction des émissions dans l'ensemble des économies. Ils s'appuient en général sur une représentation walrasienne de l'économie. Ils décrivent explicitement les préférences des consommateurs et les possibilités techniques des secteurs à travers des agents représentatifs, avec de nombreuses variantes concernant le mode d'anticipation des agents, les hypothèses d'optimalité des comportements, la désagrégation sectorielle et régionale. Ces modèles fournissent une évaluation du coût macroéconomique des politiques de réduction, sous la forme de variations de PIB ou de coûts en bien-être, une fois pris en compte l'ensemble des effets de système dans l'économie. En France, les modèles GEMINI-E3 et LINKAGE-ENV (successeur de GREEN à l'OCDE) entrent dans cette catégorie. Dans le monde, parmi les plus connus de cette catégorie, on compte les modèles EPPA, Worldscan, SGM, WIAGEM et AMIGA ;
- les modèles intégrés de contrôle optimal reposent sur une représentation très agrégée de l'économie et une représentation compacte du cycle du carbone et, éventuellement, du climat. Ils sont utilisés pour calculer les trajectoires optimales de réduction des émissions, soit dans une logique coûts/avantages (en effectuant un arbitrage inter-temporel entre coûts de réduction et coûts du changement climatique non évité), soit dans une logique coûts/bénéfices (en optimisant le profil temporel de l'action pour respecter un plafond donné de concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère). La description des systèmes techniques passe par des fonctions agrégées de coûts marginaux d'abattement, calibrées sur le comportement des modèles technico-économiques ou des modèles d'équilibre général présentés ci-dessus. Le plus connu est le modèle DICE de W. Nordhaus et sa version régionalisée RICE. On compte également MIND, ENTICE, RESPONSE ;
- les modèles macro-économétriques s'appuient sur un schéma néo-keynésien d'ajustement à court terme par les quantités qui prolongent les comportements passés. La demande finale de biens est le principal déterminant du fonctionnement de l'économie. Du fait des délais d'ajustement des quantités, ces modèles admettent des déséquilibres temporaires : sous-utilisation des capacités de production, chômage conjoncturel. Ces modèles (par exemple HERMES, E3MG, NEMESIS pour l'effet de serre), dont l'horizon temporel est de court et moyen termes (entre 5 et 20 ans), peuvent s'adapter à l'analyse de politiques environnementales d'ampleur modérée et à faible impact sur les processus de production. Outre les variables macroéconomiques habituelles

(croissance, emploi, prix, coûts), ces modèles déduisent des activités sectorielles les émissions de gaz à effet de serre. Les modèles macro-économétriques, enracinés dans l'analyse économétrique de séries chronologiques longues, sont aujourd'hui très peu utilisés sur la scène internationale pour produire des scénarios de réduction à long terme.

Au-delà de ces différentes classes de modèles, les dix dernières années ont vu le développement généralisé des modèles dits « hybrides », c'est-à-dire construits sur le couplage de modèles de types différents : par exemple, le couplage d'un modèle technico-économique avec un modèle de contrôle optimal (MERGE, MARKAL-MACRO) ou d'un modèle d'équilibre général avec des modèles sectoriels physiques détaillés (SGM, IMACLIM-R). Ces hybridations ont pour but de pallier les faiblesses respectives des différents types de modèles et d'offrir des outils plus complets pour la simulation des politiques de réduction.

## 2. Les exercices de simulation

### 2.1. Les simulations d'un modèle théorique simplifié

La commission s'est appuyée sur un modèle simplifié de « contrôle optimal » proche du type de celui utilisé par Nordhaus (DICE). En posant un petit nombre d'hypothèses, il est possible de calibrer notamment la valeur initiale du carbone qui constitue dans la démarche dite Hotelling le point le plus attendu mais aussi le plus difficile à préciser.

Pour réaliser cette simulation<sup>1</sup> :

- le modèle suppose de pouvoir préciser une fonction d'utilité déterminée<sup>2</sup> dans laquelle apparaissent deux paramètres  $b$  et  $c$ . Ce dernier joue un rôle théorique important puisqu'il s'agit de la valeur de long terme de la ressource fossile qui permettrait aux substituts renouvelables non polluants de faire disparaître toute consommation de la ressource fossile (on parle de *choke price*<sup>3</sup> et de *backstop technology*);
- le modèle n'introduit pas explicitement de progrès technique, mais l'existence de ce *choke price* suppose implicitement qu'il existera une ressource de substitution.

1 – Voir plus haut le détail du modèle et les principales conclusions qui ont été largement présentées et discutées en commission.

2 – La fonction d'utilité (quadratique) retenue est de la forme :  $u(R) = cR - \frac{b}{2}R^2$ ,  $c, b > 0$ ,  $R \leq \frac{2c}{b}$

3 – C'est le prix le plus bas pour lequel la demande est nulle ou encore le prix pour lequel apparaît un substitut parfait abondant et non polluant.

### Le calibrage du modèle

Le monde émet actuellement environ 7 GtC chaque année et dispose de 300 GtC sous forme de pétrole (dont 50 % sont récupérables), 300 GtC sous forme de gaz (dont 80 % sont récupérables) et 3 000 Gt de charbon. On suppose dans le scénario de base proposé ici que ce total récupérable est de  $S_0 = 3\,000$  GtC.

Il y a actuellement dans l'atmosphère environ 800 GtC et la concentration est de  $M_0 = 380$  ppm  $\text{CO}_2$ . On peut en déduire qu'émettre 1 GtC augmente la concentration de  $380/800 = 0,475$  ppm, d'où le coefficient d'émission  $\varepsilon = 0,475$ .

Les puits de carbone sont actuellement de 3 à 4 GtC/an. Le coefficient d'absorption naturelle est donc de  $3/800$  à  $4/800$ , c'est-à-dire de 0,375 % à 0,5 %. On peut retenir un taux d'absorption naturelle  $\alpha = 0,4$  %.

Le taux d'actualisation est pris à  $\rho = 4$  %.

Le rapport  $b/c$  (les deux paramètres de la fonction d'utilité,  $c$  étant le *choke price*) permet de déterminer entièrement les trajectoires optimales d'extraction, d'évolution des stocks et de valeur relative de la rente de rareté  $\lambda/c$  et du carbone  $\mu/c$ . Pour que  $R_0$  (consommation d'énergies fossiles) corresponde à ce qu'on observe aujourd'hui (7 GtC), on retient :  $b/c = 0,135$ .

Les principaux résultats de ce calibrage sont résumés dans le tableau n° 15 : la rente de rareté initiale ( $\lambda_0$ ) relative aux énergies fossiles est proche de zéro en raison de l'hypothèse d'abondance des ressources fossiles. La valeur du carbone initiale ( $\mu_0$ ) est de 8 % du *choke price*. Cette valeur croît (dans ce jeu d'hypothèses) pendant 58 ans, date ( $T_1$ ) à laquelle le plafond de concentration de carbone dans l'atmosphère est atteint. Elle se stabilise ensuite à 110 % du *choke price*, pour redescendre à zéro à un horizon très lointain, quand le stock de ressources fossiles restant devient suffisamment faible.

Tableau n° 15 : Résultats pour le scénario de base

$b/c$	$T_1$	$\lambda_0/c$	$\mu_0/c$
0,135	58	~ 0	8 %

Source : d'après Katheline Schubert, document de travail

Il est possible de tester la sensibilité des principaux résultats en faisant varier le taux d'actualisation, le stock initial de ressources fossiles et le taux d'absorption naturel du carbone, et d'observer l'impact sur la valeur carbone (exprimée en pourcentage du *choke price*, qui se trouve dans la colonne de droite du tableau n° 16).

Tableau n° 16 : Résultats pour le scénario de base

Test		$b/c$	$T_1$	$\lambda_0/c$	$\mu_0/c$ (en %)
Taux actualisation	$\rho = 3 \%$	0,132	61	$\sim 0$	13,2
	$\rho = 5 \%$	0,137	56	$\sim 0$	5,0
Réserves initiales des énergies fossiles	$S_0 = 2\ 000$ GtC	0,135	58	$\sim 0$	8,0
	$S_0 = 1\ 000$ GtC	0,135	58	$\sim 0$	8,0
	$S_0 = 500$ GtC	0,135	58	0,015	5,2
Coefficient d'absorption naturelle du CO <sub>2</sub>	$\alpha = 0,2 \%$	0,123	43	$\sim 0$	26,8
	$\alpha = 0,1 \%$	0,114	38	$\sim 0$	39,9

Source : Katheline Schubert, document de travail

Conformément aux résultats théoriques présentés dans le chapitre précédent :

- le niveau initial de la valeur du carbone est d'autant plus faible que le taux d'actualisation (et donc le taux de croissance de la valeur du carbone) est élevé ;
- plus le stock de ressources fossiles exploitables est faible, plus la rente de rareté initiale est élevée et la valeur initiale du carbone est faible ;
- plus le taux d'absorption naturelle est faible, plus la valeur initiale du carbone est élevée. Elle est multipliée par 3 quand  $\alpha$  est divisé par 2. En effet, quand  $\alpha$  est très faible, l'absorption naturelle contribue très peu à réduire la formation du stock de carbone atmosphérique.

Si on considère essentiellement la marche initiale (la valeur du carbone en début de période), le calibrage retenu plus haut donne les ordres de grandeur suivants :

- la valeur initiale du carbone  $\mu_0/c$  est, sous ces hypothèses, de l'ordre de 8 % du *choke price*. Cette valeur relative du carbone croîtrait ensuite pendant environ 60 ans ( $T_1$ ) avant de se stabiliser autour de 110 % du *choke price* pour décroître enfin vers 0. Si l'énergie fossile considérée ici était entièrement du pétrole, et si l'on supposait un *choke price* de  $c = 200$  euros/baril, la valeur initiale d'une tonne de CO<sub>2</sub> serait de l'ordre de 40 euros. Un taux d'actualisation de 3 % au lieu de 4 % conduit à une valeur initiale de 70 euros, un taux plus élevé (5 %) à 26 euros ;
- si on considère un taux d'absorption plus faible de 0,2 %, on obtient une valeur initiale de 140 euros la tonne de CO<sub>2</sub>, et plus de 200 euros avec  $\alpha = 0,1$ . On voit également que le délai à partir duquel la valeur carbone commencerait à décroître se réduirait, passant dans cette même hypothèse de 60 ans à 43 ans puis à 38 ans.

## 2.2. L'exercice de modélisation

### Les modèles retenus

Les simulations ont été établies sur la base d'un travail collectif mené avec trois équipes de chercheurs. Les modèles engagés dans cet exercice recouvrent plusieurs types de modèles présentés plus haut : le modèle technico-économique sectoriel POLES, le modèle d'équilibre général GEMINI-E3, le modèle hybride IMACLIM-R. Le tableau n° 17 en fournit les principales caractéristiques. On trouvera dans le tome 2 une présentation plus détaillée de chacune des modélisations.

Tableau n° 17 : Modèles utilisés par la commission

Équipe	Modèle	Famille	Caractéristiques
LEPII	POLES	Modèle d'équilibre partiel du système énergétique	Par région (47), simulation de la demande énergétique, des choix technologiques et de l'équilibre des marchés énergétiques
C-ORDEE & MEDAD	GEMINI E3	Modèle d'équilibre général calculable de l'économie mondiale	Par région (14) et par secteur (18), description des ressources : production (travail, énergie, capital, etc.) / importations et emplois : consommations, exportations, investissements. Calcul des échanges internationaux de biens et de services et des émissions de GES des activités économiques
CIREC	IMACLIM-R	Modèle d'équilibre général hybride	Description de la croissance comme succession d'équilibres généraux annuels en prix et en quantités physiques (12 régions/12 secteurs), reliés par des modules dynamiques technico-économiques sectoriels (dynamique macroéconomique, évolution des styles de développement, progrès technique). Émissions : CO <sub>2</sub>

Source : LEPII, C-ORDEE, CIREC

## 2.3. Les trois scénarios polaires étudiés

La commission a choisi d'étudier trois scénarios de contraintes d'émissions suffisamment différents pour tester la sensibilité de la valeur carbone aux hypothèses sur le niveau de réduction d'émissions au niveau mondial et sur le degré de flexibilité pour tirer parti des mécanismes de projet du protocole de Kyoto (échanges de quotas entre États, MDP, MOC<sup>1</sup>).

1 – MDP : mécanisme de développement propre ; MOC : mise en œuvre conjointe.



### 2.3.1. Un scénario « Europe seule »

Ce scénario suppose qu'aucune politique de grande ampleur n'est mise en œuvre hors de l'Europe. Celle-ci poursuit de manière isolée les objectifs annoncés dans les décisions du Conseil des 8-9 mars 2007 : elle vise un objectif de réduction de 20 % en 2020 par rapport aux émissions de 1990, puis de 60 % en 2050. Le taux de décroissance des émissions de l'Europe impliqué par le profil est de - 1,5 % par an entre 2010 et 2020 ; ce taux atteint entre - 2 % et - 2,5 % par an entre 2030 et 2050.

Dans ce scénario, il n'y a aucun mécanisme de flexibilité et la valeur carbone simulée par les modèles est propre à l'Europe. Le reste du monde ne s'engage pas dans la lutte contre le changement climatique, si bien que les prix internationaux de l'énergie restent élevés.

### 2.3.2. Un scénario mixte : « des efforts coordonnés au niveau international »

Contrairement au scénario précédent, le contexte international est coopératif et l'Europe s'inscrit alors sur un profil de réduction plus exigeant : - 30 % en 2020 par rapport à 1990 et - 80 % en 2050, en usant pour ce faire des dispositifs de flexibilité internationaux.

Le profil d'émissions mondiales simulé correspond à un scénario de stabilisation à 550 ppme<sup>1</sup>. L'objectif de ne pas dépasser une augmentation de 2 °C n'est pas atteint. Dans ce scénario mondial, on suppose un haut niveau de flexibilité et la valeur du carbone applicable à l'Europe est une valeur mondiale.

### 2.3.3. Un scénario mondial volontariste

Il s'agit d'un scénario d'actions coordonnées au plan mondial, avec une gouvernance forte conduisant à retenir des objectifs conformes aux ambitions climatiques actuelles de l'Union, c'est-à-dire visant à limiter à 2 °C l'augmentation moyenne de température par rapport à la situation préindustrielle. C'est un scénario de type « stabilisation des émissions à 400 ppm CO<sub>2</sub>, ou 450 tous gaz<sup>2</sup> ». Dans ce cas, les émissions mondiales, après avoir crû de presque 3 % par an depuis 2000, doivent se stabiliser avant 2020, puis décroître de 2 % par an après 2020. La décroissance atteint - 4 % à - 5 % par an entre 2040 et 2050. On suppose, contrairement au scénario « Europe seule », un haut niveau de flexibilité. La valeur du carbone est donc unique à l'échelle mondiale et applicable *de facto* à l'Europe, laquelle peut alors recourir aux mécanismes de flexibilité pour satisfaire ses engagements (c'est-à-dire réduire ses émissions au sein même de l'UE ou à l'extérieur sur la base de financements de projets ou d'achats de permis).

Il est possible de résumer ces trois scénarios dans le tableau suivant :

1 - Type III selon la typologie du GIEC.

2 - Conforme au Type I du tableau du Groupe III du GIEC.

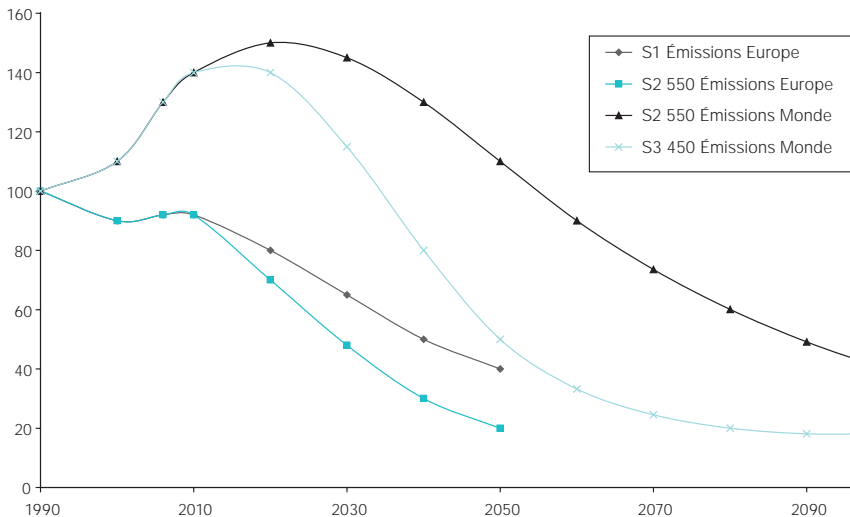
Tableau n° 18 : Les trois scénarios de la commission

Scénario de contraintes sur les émissions de GES	2020	2050	Accord international
	Objectif de réduction de l'Europe (base 1990)		
Scénario Europe seule	- 20 %	- 60 %	Aucun (valeur du carbone propre à l'Europe)
Scénario coordonné	- 30 %	- 80 %	Objectif 550 ppme (valeur du carbone unique à l'échelle mondiale)
Scénario mondial volontariste			Objectif 450 ppme (valeur du carbone unique à l'échelle mondiale)

Source : Centre d'analyse stratégique

Les profils d'émissions retenus dans les différents scénarios tiennent compte des dernières tendances constatées pour l'évolution des émissions de carbone, et des évaluations réalisées par l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA) pour les autres gaz à effet de serre. Les profils d'émissions sont fondés sur les synthèses établies dans le rapport du Groupe III du GIEC<sup>1</sup> (les profils s'entendent « tous gaz à effet de serre »).

Graphique n° 15 : Profils d'émissions retenus dans les trois scénarios de contrainte  
Indicés sur 1990



Source : Centre d'analyse stratégique à partir des données LEP II issues des travaux du GIEC

1 – Le tableau de synthèse est présenté dans la première partie du rapport. Il permet d'établir une relation entre les niveaux de température, les niveaux de concentration de CO<sub>2</sub> et autres gaz à effet de serre, les émissions à ne pas dépasser pour respecter les contraintes de température, etc.

## 2.4. La construction du scénario de référence

Pour établir une base de discussion cohérente sur les résultats de ces simulations, un jeu d'hypothèses macroéconomiques identiques a été retenu. La commission n'a pas souhaité pour autant rechercher une concordance exacte des scénarios de référence des modèles, au risque d'introduire des incohérences entre certaines des hypothèses propres à chaque modèle.

Le scénario de référence de cet exercice est fondé pour les grandes variables (PIB, prix de l'énergie, etc.) sur le scénario de l'AIE de 2007 (*World Energy Outlook*). Pour la croissance économique, le groupe a retenu les projections de l'AIE, soit un taux de croissance de l'ordre de 2 % à 3 % par an pour les pays développés et de 4 % à 5 % par an pour les pays émergents. Au-delà de 2030, il a été décidé de prolonger les hypothèses du scénario de référence de l'AIE. Ces hypothèses sont cohérentes avec d'autres projections tendanciennes du CEPII et de la Banque mondiale. Pour les hypothèses technologiques, le cadrage retenu est celui de l'ETP (*Energy Technology Perspectives 2006*).

Les prix des énergies sont des variables endogènes, calculées dans les modèles. Les dynamiques de prix des scénarios de référence de l'AIE servent de points de repère.

Tableau n° 19 : Les prix des énergies fossiles (en dollars 2006)

Hypothèses par période		
2008-2015	2015-2030	2030-2050 <sup>1</sup>
Pétrole (\$/b)		
62-57	57-62	60
Gaz naturel (\$/Mbtu)		
7,3-6,6	6,6-7,3	8
Charbon (\$/t)		
63-57	57-61	60

Source : AIE pour 2015-2030

## 2.5. Les principaux résultats des simulations

### 2.5.1. Les résultats par scénario et par modèle

Le tableau n° 20 récapitule l'ensemble des valeurs produites par les modèles aux différents horizons, pour chacun des trois scénarios de réduction des émissions de gaz à effet de serre envisagés, et les situe par rapport à la valeur tutélaire actuelle (valeur dite Boiteux). Pour chacune de ces valeurs, le tableau précise le prix des hydrocarbures (exprimé en dollars par baril) associé dans les modèles à ces différentes simulations.

Le lecteur est invité à se reporter aux rapports des différentes équipes présentant précisément la spécificité des modèles, et l'ensemble des résultats de ces diverses simulations.

1 – Au-delà de 2030, la commission prolonge les tendances de l'AIE.

**Tableau n° 20 : Récapitulation des valeurs carbone (2008)**  
**des différents modèles**  
*par date et par scénario (€/tCO<sub>2</sub>, \$/b)*

	Scénario Europe seule €/tCO <sub>2</sub>	Scénario coordonné - 550 ppme €/tCO <sub>2</sub>	Scénario mondial volontariste - 450 ppme €/tCO <sub>2</sub>	Prix pétrole \$/b
<b>En 2010</b>				
POLES	10			
GEMINI-E3	1			
IMACLIM-R	45			
Moyenne	19			
Valeur tutélaire Boiteux	32			
<b>En 2020</b>				
POLES	26	9	16	79
GEMINI-E3	25	4	13	57
IMACLIM-R	95	30	100	93
Moyenne	49	14	43	76
Valeur tutélaire Boiteux		43		41
<b>En 2030</b>				
POLES	97	23	57	96
GEMINI-E3	58	10	42	62
IMACLIM-R	150	55	160	94
Moyenne	102	29	86	84
Valeur tutélaire Boiteux		58		50
<b>En 2050</b>				
POLES	319	85	682	130
GEMINI-E3	446	62	339	60
IMACLIM-R	130	60	200	114
Moyenne	298	69	407	101
Valeur tutélaire Boiteux		104		74

Source : modèles POLE, IMACLIM, GEMINI-E3

### 2.5.2. Quelques enseignements généraux

Au-delà de la forte dispersion des valeurs, quelques tendances se dégagent de cet exercice de modélisation.

- Tous les modèles présentent un profil croissant de la valeur carbone à l'horizon 2030.
- Au-delà de 2030, les modèles bifurquent : les effets de retour favorables du progrès technique conduisent le modèle IMACLIM à générer des valeurs décroissantes à l'horizon 2030-2050, tandis que les deux autres modèles continuent d'afficher une progression de la valeur du carbone. Cette bifurcation reflète des hypothèses différentes sur les conditions du progrès technique :
  - pour les modèles POLES et GEMINI-3, la valeur croissante du carbone favorise le développement progressif de nouvelles technologies et de nouvelles infrastructures plus sobres en carbone, mais cette stimulation reste progressive, si bien que les effets de retour favorables de ces technologies et de ces infrastructures sur la valeur du carbone restent d'ampleur modeste ;
  - pour le modèle IMACLIM, la valeur croît très fortement dans la première période pour diminuer légèrement par la suite. Ce profil « en cloche » a une double origine. En premier lieu, l'inertie de certaines technologies impose un prix plus élevé en début de période pour les enclencher, l'impact du progrès technique induit (effet d'apprentissage induit par les investissements cumulés) limitant ensuite la hausse sur le long terme. En second lieu, la faible sensibilité des agents économiques au prix du carbone au-delà d'une période de 10-20 ans (décisions séquentielles) impose également un signal-prix plus fort en début de période pour déclencher des investissements dont la durée de vie dépasse cet horizon.
- Les résultats sont très sensibles au niveau de l'objectif de réduction poursuivi et à la coordination internationale des efforts :
  - à l'horizon 2030, un scénario 450 ppme génère une valeur du carbone trois fois plus élevée en moyenne qu'un scénario 550 ppme. À l'horizon 2050, l'écart continue de se creuser de manière significative ;
  - un scénario de coopération internationale permet à l'Europe d'atteindre ces objectifs à un coût sensiblement moins élevé que dans un scénario unilatéral.

### 2.5.3. Une appréciation des changements technologiques

Les exercices de modélisations permettent de dessiner par petites touches ce que pourrait être le paysage en Europe en 2030 mis sous une contrainte carbone. On présente quelques exemples clés avec les modèles POLES et IMACLIM.

Sans entrer dans le détail des résultats de ces différentes simulations, les graphiques suivants, tirés de deux simulations du modèle POLES, permettent d'illustrer les changements que provoquerait l'introduction de contraintes d'émissions dans le secteur énergétique. On présente ici l'évolution de quelques indicateurs globaux pour les deux scénarios qui ont été privilégiés dans l'élaboration de la valeur tutélaire du carbone (Europe Unilatéral et Scénario Monde 450 ppme).

**Tableau n° 21 : Valeur carbone, réduction des émissions et secteur énergétique**



Source : Rapport de synthèse sur les modélisations de POLE

Les simulations permettent de montrer que, sous certaines hypothèses de progrès technique et d'incitations, la satisfaction d'objectifs ambitieux de réduction des émissions reste compatible avec une certaine croissance des services énergétiques dans les secteurs du bâtiment et des transports.

- Dans les deux scénarios, on observe un ralentissement de la croissance de la consommation énergétique puis, au-delà de 2020, une diminution de celle-ci.

- Dans le scénario « Europe seule », l'ensemble des prix des énergies, notamment ceux du pétrole et du gaz, augmente fortement. Dans le scénario mondial volontariste, au contraire, le prix sur le marché international du gaz et du pétrole chute fortement à partir de 2030, en raison de la très forte contraction de la demande mondiale d'énergies fossiles.
- Le secteur électrique reste dans les deux cas l'élément central du dispositif de conversion d'énergie et sa part sur le total ne cesse d'augmenter, et ce d'autant plus que la contrainte sur les émissions est forte. La production d'électricité augmente en début de période puis se stabilise après 2030 dans le scénario « Europe seule » et diminue légèrement dans le scénario mondial volontariste. Même dans ce cas, elle reste en 2050 supérieure à celle d'aujourd'hui. Le respect des contraintes d'émissions est permis par un bouquet électrique largement diversifié : sur les 5 000 TWh alors produits en Europe, plus de 1 000 proviennent de l'énergie nucléaire, environ 800 de l'énergie hydraulique (de grande et petite puissance), 400 de la biomasse et 600 des énergies renouvelables intermittentes, éolien et solaire ; dans la production thermique – charbon et gaz – qui subsiste, les centrales sont équipées de dispositifs de capture et stockage du CO<sub>2</sub>.
- La baisse de la consommation finale en Europe provient dans le premier scénario essentiellement du secteur industriel. Cependant, lorsque la contrainte se durcit fortement, les consommations du résidentiel-tertiaire commencent à être significativement affectées. Mais la réduction reste compatible avec une augmentation de 30 % des surfaces totales de logement en 2050 : dans le scénario 450 ppme, par exemple, 40 % du parc total est à cette date constitué de bâtiments à très basse consommation d'énergie ou à énergie positive ce qui, compte tenu des constantes de temps de renouvellement du parc, représente un effort considérable dans la construction neuve et la réhabilitation thermique du parc existant.
- De même, le scénario 450 ppme se traduit en fin de période de simulation par des changements très importants dans le secteur des transports. La baisse de plus de 30 % des consommations (par rapport à aujourd'hui) reste compatible avec une augmentation des trafics, de 50 % pour les passagers et de 95 % pour les marchandises. Cela s'explique par trois catégories de facteurs : un développement relativement rapide des transports ferroviaires, une augmentation généralisée de l'efficacité énergétique et le développement de nouveaux types de véhicules automobiles, électriques et à hydrogène, qui représentent en 2050 respectivement 18 % et 47 % du parc total.

Avec IMACLIM, on peut également illustrer l'évolution des modes de vie en 2030 dans le scénario « Europe seule » :

- le consommateur européen ne consomme plus que 78 kWh/m<sup>2</sup>/an (contre 165 aujourd'hui). Ces 78 kWh sont produits à 40 % par du gaz et à 60 % par de l'électricité (respectivement 43 % et 28 % aujourd'hui). La part du fioul passe en dessous de 5 % dès 2020 (contre 25 % aujourd'hui) ;
- le même consommateur se déplace 40 % de plus qu'aujourd'hui, en y consacrant le même budget-temps, avec 16 000 km par an, mais la nature de ces déplacements change : la part de la voiture baisse, passant de 80 % à 70 % (les déplacements avec ce mode augmentent malgré tout, passant de 8 000 km/an en 2005 à 10 700 en 2030). La consommation moyenne par passager-kilomètre baisse de 25 % (de 4 l/p-km à 3 l/p-km), ce qui est rendu

possible par le développement des technologies de voitures hybrides déjà disponibles, l'amélioration du covoiturage et la réduction de la puissance moyenne des véhicules ;

- grâce aux gains d'efficacité, la consommation finale d'électricité augmente seulement de 20 % entre 2005 et 2030. Cette électricité est alors produite avec 25 % de renouvelables (hors hydrauliques, contre 5 % en 2005), 16 % d'hydroélectricité (14 % en 2005), 23 % de nucléaire (22 % en 2005), 34 % de gaz (21 % en 2005), et quasiment plus de fioul ni de charbon (3 % contre 36 % en 2005). Le charbon revient dans la production après 2030, avec l'arrivée à maturité de la capture et séquestration (15 % en 2040 et 30 % en 2050).

Dans le scénario volontariste mondial (450 ppme), les évolutions sont moins prononcées : avec un prix unique du carbone, une partie significative des efforts est réalisée par l'Europe dans les pays en développement.



## La trajectoire de valeurs du carbone

L'élaboration du référentiel carbone prend en compte les différents éléments explicités dans les chapitres précédents, qu'il s'agisse des valeurs produites par les différentes simulations, des valeurs révélées par le marché ETS, ou des principes économiques de gestion optimale d'une ressource rare. On trouvera dans ce chapitre les principaux éléments qui ont « façonné » le consensus élaboré au sein de la commission et la trajectoire de valeurs de CO<sub>2</sub> recommandée en conséquence. Ce chapitre a également pour objet d'explicitier la manière dont les incertitudes ont été prises en compte, ainsi que la sensibilité des résultats obtenus aux hypothèses relatives aux prix des énergies fossiles.

### 1. Une concentration de 450 ppme au centre des objectifs considérés

Le scénario 450 ppme est conforme aux engagements politiques pris aux niveaux français et européen et aux recommandations du GIEC. C'est donc clairement sur la base de cet objectif ambitieux que la commission a défini le référentiel carbone. La déclinaison pratique de cet objectif nécessite cependant de faire un certain nombre d'hypothèses supplémentaires :

- à l'horizon 2020, les objectifs européens de réduction des émissions sont clairement spécifiés. La présente commission a postulé que l'Europe s'engageait de manière unilatérale jusqu'en 2020, tout en œuvrant à la conclusion d'un accord international. Elle serait rejointe à cet horizon dans la mise en oeuvre de l'objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre par l'ensemble des pays développés et par les pays émergents. Elle pourrait alors s'appuyer sur la formation d'un marché mondial du carbone pour atteindre ses objectifs. La trajectoire de la valeur du carbone proposée dans ce rapport entend rendre compte de cette transition à venir d'ici à 2020, entre un schéma d'action unilatérale de l'Europe et l'avènement d'un monde intégré du point de vue des objectifs et des politiques climatiques ;

- si l'Europe était effectivement rejointe par les autres pays développés et par les pays émergents dans la poursuite de l'objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre avant 2020, elle se fixerait alors un objectif plus sévère (- 30 % en 2020), tout en ayant la possibilité de limiter la hausse du coût du programme de réduction par le recours à des quotas, obtenus sur le futur marché mondial du carbone.

Au-delà de 2020-2030, plusieurs difficultés techniques apparaissent par ailleurs, qui conduisent à apprécier avec davantage de recul les simulations des modèles dans leur recherche d'une trajectoire de valeurs du carbone compatibles avec le « facteur 4 » :

- il est de plus en plus difficile de se prononcer sur les évolutions plausibles des technologies, aussi bien au niveau des systèmes de production et de consommation d'énergie qu'au niveau des techniques de stockage du carbone ;
- la fiabilité des modèles à cet horizon est moins assurée, tant en ce qui concerne la description des technologies et des infrastructures disponibles à cet horizon que la prise en compte de leur impact favorable sur les comportements des agents économiques.

## 2. Les recommandations

### 2.1. Une valeur en 2030 autour de 100 euros la tonne de CO<sub>2</sub>

À l'horizon 2030, les valeurs produites par les modèles dans les scénarios « Europe Unilatéral » et « Monde 450 ppme » sont proches : 100 euros la tonne de CO<sub>2</sub> dans le premier, 86 euros dans le second.

La commission a décidé de recommander une valeur de 100 euros la tonne de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2030.

Ce niveau élevé de la valeur carbone reflète d'abord le caractère ambitieux des objectifs européens de réduction des gaz à effet de serre et l'ampleur, qui ne doit pas être sous-estimée, des efforts nécessaires pour les atteindre.

Il s'appuie enfin sur un usage raisonné des modèles sollicités par la commission, en ne postulant pas a priori d'ici à 2030 de ruptures technologiques favorables à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

### 2.2. Une règle de Hotelling calée sur 4 % à partir de 2030

La commission a décidé de retenir une règle de Hotelling pour faire croître la valeur du carbone au-delà de 2030. Cette règle est calée sur 4 %, soit le taux d'actualisation public français recommandé en 2005 par le rapport Lebègue. Ce choix a été retenu par la commission avec une claire conscience des considérations qui pourraient plaider pour un taux d'actualisation différent.

- Plaident pour un taux plus élevé : la prise en compte du mécanisme d'absorption naturelle du CO<sub>2</sub> d'une part, les effets de bouclage macroéconomique d'autre part. On ne peut en effet exclure qu'un scénario 450 ppme appelle des efforts

d'investissement supplémentaires d'une importance telle qu'ils poussent à la hausse les taux d'intérêt d'équilibre mondiaux.

- Plaide pour un taux plus faible : la prise en compte des incertitudes, qui conduirait à retenir une valeur du CO<sub>2</sub> élevée en début de période, associée à un taux de croissance plus faible que le taux d'actualisation.

L'application de la règle de Hotelling, à compter de 2030 et jusqu'en 2050, conduit à un ordre de grandeur de 200 euros, cohérent avec un objectif de 450 ppme, comme en témoigne la fourchette des valeurs produites par les modèles.

Les incertitudes associées à cette valeur de 200 euros sont nombreuses. La commission a choisi de les mettre en évidence par une fourchette :

- la valeur basse est fixée à 150 euros la tonne de CO<sub>2</sub>, pouvant refléter l'application d'une règle de Hotelling à 4 % à partir d'une valeur initiale de 32 euros ;
- la valeur haute est fixée à 350 euros la tonne de CO<sub>2</sub> ;
- la fourchette est dissymétrique, les aléas étant orientés à la hausse dans le cadre de la poursuite d'un objectif mondial de 450 ppme.

### 2.3. Une valeur initiale 2010 à 32 euros la tonne de CO<sub>2</sub>

La valeur initiale du carbone doit répondre à plusieurs exigences :

- elle doit donner un signal immédiat crédible tout en permettant au système de s'adapter dans le temps. Rappelons à cet égard que l'investisseur économique rationnel anticipe l'évolution de la valeur carbone dans le temps et ne considère pas uniquement la valeur de début de période ;
- elle doit prendre en compte les signaux provenant des marchés du carbone, même si ceux-ci ne couvrent en Europe que la moitié des émissions de CO<sub>2</sub>.

Pour la période de 2010 à 2030, la commission a discuté deux scénarios.

Le **premier scénario** consiste à appliquer la règle de Hotelling à partir d'une valeur de 100 euros la tonne en 2030, ce qui aurait pour effet de faire « sauter » la valeur 2010 du carbone de 27 euros la tonne (32 euros si on actualise cette valeur 2000 par l'inflation) à 45 euros. Un tel « saut » permettrait d'intégrer deux préoccupations :

- la prise en compte des incertitudes, qui conduirait à retenir une valeur du CO<sub>2</sub> élevée en début de période, associée à un taux de croissance plus faible que le taux d'actualisation ;
- le fait que les dommages varient en fonction de leur date d'émission, si bien que le rythme du changement climatique compte, et pas seulement la concentration finale de gaz à effet de serre.

Il poserait cependant deux types de problèmes : le premier de cohérence dans le temps de l'action publique (qui jusqu'à aujourd'hui a affiché une valeur du CO<sub>2</sub> de 27 euros la tonne) et le second de transition en concentrant sur une seule année, 2010 en l'occurrence, le changement de référentiel.

Le **second scénario** consiste à partir d'une valeur proche du rapport de la commission présidée par M. Boiteux pour rejoindre les 100 euros au taux de 5,8 %. Ce scénario s'écarte de la règle de Hotelling en début de période pour lisser le rattrapage nécessaire pour atteindre la valeur de 100 euros en 2030.

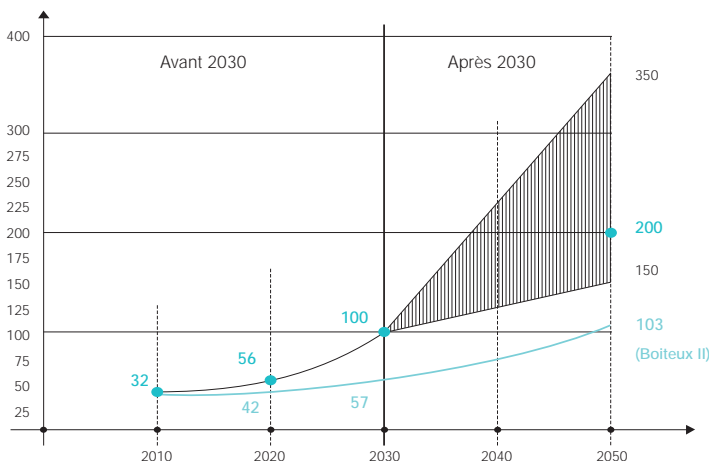
C'est ce second scénario qui a été retenu par la commission. Le référentiel proposé s'établit donc au total comme suit :

**Tableau n° 22 : La valeur du CO<sub>2</sub> recommandée par la commission en euros 2008<sup>1</sup>**

	2010	2020	2030	2050
Valeur CO <sub>2</sub> recommandée	32	56	100	200 (150-350)
Valeur tutélaire « Boiteux »	32	42	57	103

Source : Centre d'analyse stratégique

**Graphique n° 16 : La valeur du CO<sub>2</sub> recommandée par la commission**



Source : Centre d'analyse stratégique

### 3. La sensibilité de la valeur du carbone au prix des énergies fossiles

La valeur du CO<sub>2</sub> recommandée est naturellement sensible aux hypothèses politiques et technologiques retenues. Les résultats des modèles présentés au chapitre précédent permettent de cerner la sensibilité de la valeur du CO<sub>2</sub> à ces hypothèses. L'objet de ce paragraphe est d'explicitier la sensibilité de la valeur du CO<sub>2</sub> aux hypothèses économiques, et notamment au prix des énergies fossiles.

1 – Pour la valeur tutélaire actuelle (valeur Boiteux), on utilise la règle proposée dans le rapport correspondant (augmentation de 3 % par an) après avoir actualisé la valeur 2000 pour l'exprimer en valeur 2008.

### 3.1. Le référentiel et le contexte des prix énergétiques

Il est souvent postulé un lien direct, quoique fort peu explicité, entre la valeur socioéconomique du CO<sub>2</sub> et le prix des énergies fossiles, et plus précisément celui du pétrole. Cette question est d'autant plus importante qu'elle se pose dans un contexte où les cours des énergies fossiles sont en très forte hausse.

Sur ce sujet complexe, on se contentera ici d'avancer quelques principes pour éclairer le débat :

- dans une logique coûts/avantages, la valeur du carbone renvoie au coût actualisé des dommages climatiques induits par l'émission d'une tonne de CO<sub>2</sub>. Cette valeur ne dépend pas directement, en première analyse, du prix des énergies fossiles : quel que soit ce prix, une tonne de carbone conduit à un même niveau de dommage marginal que la collectivité doit « monétariser » en tant que tel. Cette proposition est rigoureusement exacte si le dommage marginal est constant. Dans la mesure où le dommage marginal dépend également du sentier d'émissions, la valeur du carbone dépend indirectement de la trajectoire de consommation et du prix des énergies fossiles ;
- dans la logique coûts/efficacité retenue ici, il existe bien une substituabilité entre la valeur du carbone et le prix moyen pondéré des énergies fossiles pour atteindre un objectif donné de réduction des émissions. Plus le prix des énergies fossiles est élevé, plus la valeur du carbone nécessaire pour atteindre un plafond d'émissions donné pourra effectivement être réduite. Cependant, cette substituabilité n'est ni immédiate ni mécanique :
  - l'interdépendance ne joue que dans une perspective de moyen terme : une variation transitoire du prix des énergies fossiles ne saurait conduire à modifier une trajectoire de référence du carbone destinée à guider les choix d'investissement publics ;
  - une hausse du prix des énergies fossiles ne doit pas conduire à revoir à la baisse la valeur tutélaire si elle résulte d'une croissance mondiale plus vigoureuse qu'anticipé. Dans ce cas de figure, un prix élevé du pétrole peut signaler une augmentation de la croissance mondiale – et donc une augmentation des émissions de gaz à effet de serre – ce qui appellerait une révision à la hausse de la valeur tutélaire du carbone<sup>1</sup> ;
  - l'interdépendance joue entre la valeur du carbone et l'ensemble des prix des énergies fossiles, pétrole et gaz, mais aussi charbon. Le débat public tend en effet à se focaliser sur la relation entre le prix du pétrole et la valeur carbone (ou la fiscalité des carburants) en omettant le rôle déterminant des ressources en charbon au niveau mondial.

L'existence de ressources abondantes et peu chères en charbon interdit en effet de dresser une relation mécanique entre prix du pétrole et valeur carbone. Le charbon présente par rapport au pétrole trois spécificités importantes :

- il est plus polluant : les émissions de CO<sub>2</sub> induites par la consommation d'une unité de charbon sont supérieures à celles d'une unité de pétrole ;

---

1 – Les prix sur le marché pétrolier sont en effet sensibles à la tension entre la demande mondiale de pétrole, qui augmente notamment avec le rattrapage économique rapide des pays émergents, et l'offre mondiale de pétrole, qui est à court terme rigide et sensible au moindre incident interrompant une partie de la production ; à cela s'ajoutent les interrogations sur les ressources mondiales de pétrole encore mobilisables.

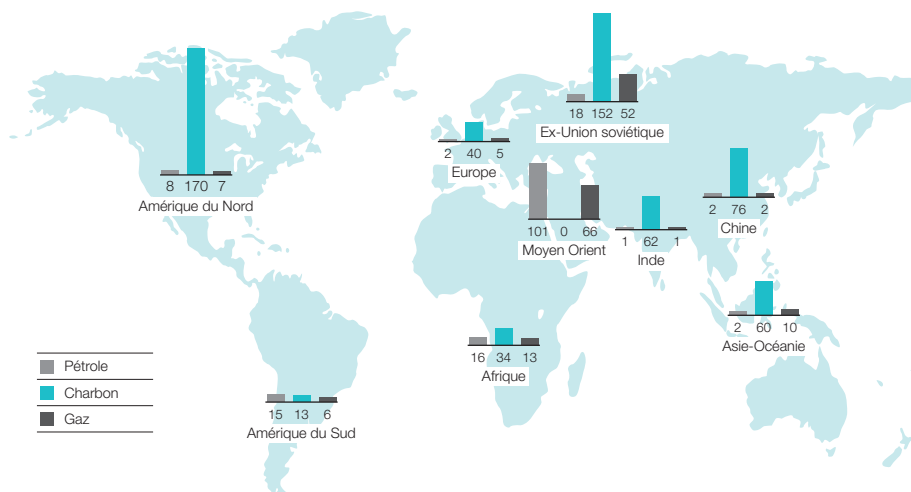
**Tableau n° 23 : Émissions de CO<sub>2</sub> induites par la consommation d'une tonne équivalent pétrole (tep)**

Combustibles	tonne CO <sub>2</sub> /tep
Pétrole brut et autres produits pétroliers	3,1
Gaz naturel	2,3
Charbon	4,0

Source : Chiffres clés Observatoire de l'énergie, Caisse des dépôts, 2007

- il est plus abondant : les réserves de charbon sont plus importantes que celles de pétrole et mieux réparties que les ressources pétrolières ;

**Graphique n° 17 : Localisation des principales réserves d'énergie fossile (Giga tonnes équivalent pétrole)**



Source : d'après World Coal Institute<sup>1</sup>, 2006

- il n'est pas parfaitement substituable, en l'état actuel des technologies, au pétrole. C'est en particulier vrai dans le domaine des transports.

Dans un tel contexte, le charbon a sans doute vocation, en raison de son abondance et de son imparfaite substituabilité au pétrole, à demeurer une énergie de recours pour certains pays, voire l'énergie principale pour d'autres. Cela signifie que dans les secteurs où charbon et pétrole/gaz sont substituables (comme la production d'électricité), une hausse du prix du pétrole peut inciter à se tourner vers le charbon, plus polluant.

1 – World Coal Institute (2006), *Coal: Liquid Fuels*. Version électronique disponible sur <http://www.worldcoal.org>.

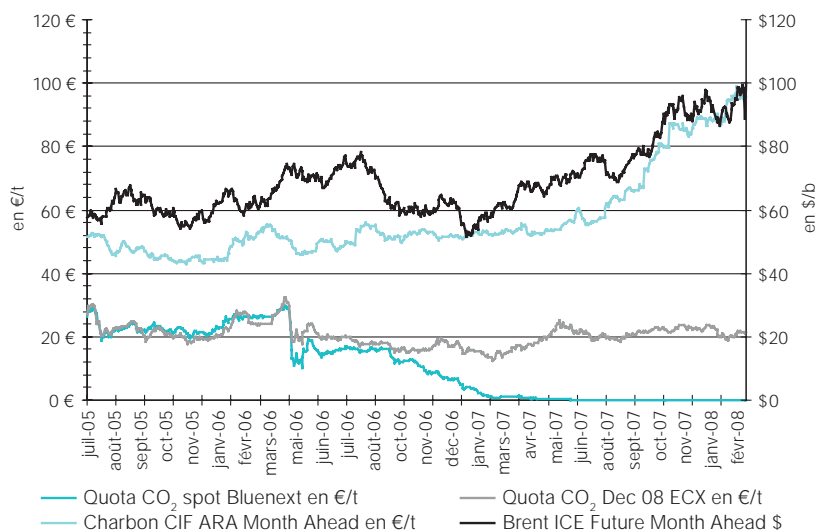
### 3.2. Prix des énergies et valeur du carbone : les signaux des marchés et les simulations des modèles

Une manière de se convaincre de la complexité de la relation entre valeur du carbone et prix du pétrole est d'analyser les signaux envoyés par les marchés du carbone ainsi que les simulations des modèles.

#### 3.2.1. Les prix de marchés

Sur le marché européen des quotas de CO<sub>2</sub> (marché ETS), où le secteur électrique occupe une place importante, l'augmentation du prix du pétrole et celle du gaz qui lui est fortement corrélée ne sont pas accompagnées d'une baisse de la valeur du carbone. Cette situation s'explique en grande partie par l'anticipation d'une tension croissante entre l'augmentation rapide de la demande mondiale d'énergie et la nécessité de réduire les émissions, ainsi que par les substitutions effectives ou probables entre le gaz utilisé dans les centrales au gaz et le charbon<sup>1</sup>. Ce dernier émettant plus de carbone, les acteurs ont dû augmenter leur quota en carbone.

**Graphique n° 18 : Prix du pétrole (dollars/b), du charbon (euros/t) et du carbone 2005-2008**



Source : Caisse des dépôts, Mission Climat

#### 3.2.2. Les simulations des modèles

Plusieurs tests de sensibilité ont été effectués. Les résultats obtenus par le modèle GEMINI-E3 méritent d'être décrits : ils montrent qu'un prix du pétrole élevé peut dans un premier temps entraîner une diminution de la valeur du

1 – On trouvera une analyse empirique des relations du prix du carbone observées sur l'EU ETS et les prix des énergies (pétrole, gaz naturel et charbon) de 2005 à 2007. Ces deux études économétriques mettent en évidence l'influence des prix du gaz naturel, du charbon et du pétrole sur le prix du CO<sub>2</sub>, influence qui varie au cours de ces années. Voir Alberola *et al.* (2008) et Mansannet-Battaler *et al.* (2007).

carbone, mais qu'il peut conduire en même temps à des investissements sobres en carbone insuffisants, se traduisant dans une seconde phase par des valeurs élevées à la fois du pétrole et du carbone.

Le modèle GEMINI E-3 simule ici la valeur du carbone nécessaire pour respecter le plafonnement des émissions dans deux contextes de prix des énergies différents (voir tableau n° 24) toutes choses étant égales par ailleurs et dans le cadre d'un même scénario de réduction ambitieux (450 ppm). Les prix énergétiques pour le charbon et le pétrole font plus que doubler sur la période.

L'évolution de la valeur carbone est alors assez contrastée :

- en 2030, le prix du pétrole et du charbon augmente de 140 % par rapport à la référence; la valeur carbone diminue de 30 % ;
- en 2050, une augmentation de 60 % sur le prix du pétrole et de 90 % sur le prix du charbon s'accompagne d'une hausse de la valeur du carbone.

Ces résultats s'expliquent :

- si le prix des énergies fossiles est plus élevé en début de période, la consommation d'énergies fossiles est plus faible, ainsi que les émissions qui leur sont liées. Il n'est plus nécessaire d'adjoindre à ces prix une valeur du carbone élevée. On obtient ainsi, jusqu'en 2030, une valeur du carbone inférieure à celle issue du scénario fondé sur des prix d'énergie plus faibles ;
- en 2040, en revanche, la valeur du carbone devient plus élevée, jusqu'à se situer en 2050 au-dessus de celle calculée avec des prix bas des énergies. Le niveau plus faible de la valeur du CO<sub>2</sub> dans la première période limite en effet la réallocation sectorielle du capital et notamment, au sein du secteur électrique, la pénétration des centrales faiblement émettrices de carbone, dont les centrales au charbon équipées de dispositifs de capture et séquestration de CO<sub>2</sub>. Dans ces conditions, l'augmentation très forte à partir de 2040 du plafonnement des émissions conduit à augmenter la valeur du carbone de façon plus importante par rapport au scénario fondé sur des prix d'énergie plus bas.

**Tableau n° 24 : Hypothèses sur le prix des énergies fossiles**  
en dollars 2006

	Pétrole brut \$/b		Gaz naturel \$/Mbtu		Charbon \$/t	
	\$ 2006 (référence)	\$ 2006 (scénario haut)	\$ 2006 (référence)	\$ 2006 (scénario haut)	\$ 2006 (référence)	\$ 2006 (scénario haut)
2000	32,49	32,49	4,49	4,49	39	39
2008	62	70	7	7	63	63
2015	57	100	7,5	8	57	100
2030	62	150	8	11	61	150
2050	60	100	10	15	60	120

Source : Modèle GEMINI-E3



**Tableau n° 25 : Valeur du CO<sub>2</sub> en euros 2001**  
**Scénario 450 ppm et prix élevés des énergies**

	2010	2020	2030	2040	2050
Scénario 450 ppme	5	13	42	122	339
Scénario 450 ppme prix élevés des énergies	0	5	29	123	353

*Source : Modélisation GEMINI*

Pour l'ensemble de ces raisons, la commission ne propose pas de faire dépendre la valeur tutélaire du carbone de la valeur du pétrole. Elle considère que les valeurs du carbone proposées restent valables pour un prix du pétrole compris entre 50 et 100 euros le baril et pour un prix du charbon compris entre 60 et 120 euros la tonne. Une révision pourrait devenir nécessaire si la tendance de prix du pétrole et du charbon s'écartait durablement de cette fourchette.

## Conclusion générale

L'effet de serre est le domaine d'application par excellence de l'économie du risque et de l'incertitude. La valeur tutélaire du carbone recommandée ici est issue d'un compromis fondé sur une analyse aussi exhaustive que possible des informations disponibles. Ce travail est susceptible d'être révisé à intervalles réguliers, par exemple tous les cinq ans en fonction :

- des travaux de même nature qui pourraient être engagés au niveau européen et qui appelleraient un effort de convergence entre pays ;
- de l'évolution des négociations internationales, en particulier de la conférence des parties prévue fin 2009 à Copenhague ;
- d'informations nouvelles sur le coût potentiel des dommages, sur le coût des efforts d'abattement, sur les prix des énergies fossiles ou sur l'évolution du changement climatique.

Ces incertitudes ne doivent pas être vues comme affaiblissant la démarche et les recommandations de ce rapport :

- l'incertitude est inhérente à toute politique de lutte contre le changement climatique. Elle ne doit pas être un prétexte à l'inaction ou, pour ce qui concerne plus directement l'objet de ce rapport, un obstacle à la « monétarisation » du coût des émissions de CO<sub>2</sub> ;
- l'incertitude sur les chiffrages ne doit pas occulter le fait que ceux-ci ont été réalisés précisément pour réduire l'incertitude et donner de la lisibilité aux acteurs économiques et sociaux sur les engagements pris par l'Europe et la France.

Pour réduire l'incertitude, il faut aussi approfondir l'expertise sur les conséquences du changement climatique et sur l'efficacité des outils à mobiliser pour atteindre les objectifs de réduction de gaz à effet de serre : impact des signaux-prix sur le comportement des agents économiques, conséquences macro-économiques et sociales, enjeux industriels et gestion des transitions professionnelles.

Certaines de ces expertises sont menées au niveau international, et les équipes françaises y sont largement associées. Il n'en demeure pas moins stratégique de disposer d'une expertise nationale pour peser sur les discussions qui s'engageront dans les prochaines années et pouvoir traiter des problèmes qui se poseront plus spécifiquement à la France. Deux domaines méritent ici d'être plus particulièrement soulignés :

- un premier domaine d'approfondissement concerne l'analyse de la demande d'énergie. La connaissance des élasticités-prix de la demande est un point essentiel pour appréhender la capacité d'adaptation de l'économie à une forte contrainte sur la consommation d'énergie et pour mesurer les coûts de réduction des émissions. Pour répondre à ces interrogations, il est nécessaire de disposer d'enquêtes statistiques régulières et détaillées ;
- un deuxième domaine d'approfondissement porte sur la modélisation des évolutions technologiques en matière d'énergie, tant au niveau de la production que de la diffusion, et sur une meilleure intégration entre politiques de lutte contre le changement climatique et grands équilibres économiques au sein des modèles.

# ANNEXES





## Lettre de saisine du Premier ministre

*Le Premier Ministre*

Paris, le 16 JAN. 2008

N° 2004

Monsieur le Ministre,

*Les différents travaux que vous avez menés sur les perspectives énergétiques à l'horizon 2020-2050 soulignent la nécessité pour l'État de disposer d'une chronologie de valeurs de la tonne de CO<sub>2</sub> établie en fonction des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre retenus par le Gouvernement.*

*Compte tenu des incertitudes actuelles sur l'amplitude exacte des dérèglements climatiques et des différentes approches théoriques possibles, les estimations de la valeur de la tonne de CO<sub>2</sub> doivent être déterminées en associant le plus largement possible les experts, y compris les principaux acteurs du Grenelle, et les utilisateurs potentiels de cette valeur.*

*Ce nouveau référentiel devra être établi en tenant compte des travaux de la Commission européenne et même s'il peut être fondé sur des choix plus volontaristes en matière de lutte contre les dérèglements climatiques.*

*Dans cette perspective, je vous serais reconnaissant de mettre en place une commission d'experts, français et étrangers, qui sera chargée d'arrêter une chronologie de valeurs de la tonne de CO<sub>2</sub> destinée à constituer la référence de la puissance publique. Ces valeurs devront être discutées au regard des autres paramètres retenus dans les calculs socioéconomiques menés dans le secteur des transports : en particulier la valeur du temps retenue pour l'usager, le taux d'actualisation et les estimations du coût futur des hydrocarbures et les valeurs attachées aux polluants atmosphériques. Une analyse des déterminants de la valeur de la tonne de carbone sur le marché européen de quotas devra également éclairer l'analyse.*

*Afin que ces travaux puissent être utilisés dans le cadre des actions prévues par le Grenelle de l'environnement, notamment en matière de révision de nos schémas d'infrastructures de transport à l'horizon 2025, la mission devra remettre ses conclusions pour la fin du premier trimestre 2008.*

*Je vous prie de croire, Monsieur le Ministre, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.*

*Dei ti*

*Fillon*

François FILLON

Monsieur Éric BESSON  
Secrétaire d'État auprès du Premier ministre  
Chargé de la Prospective et de l'Évaluation des politiques publiques  
35, rue Saint Dominique  
75007 PARIS

Copie à Monsieur le Directeur général du Centre d'analyse stratégique.

## Composition de la commission

### *Président :*

QUINET Alain, Inspecteur général des Finances

### *Rapporteur général :*

BAUMSTARK Luc, Université Lyon 2 (LET), Centre d'analyse stratégique

### *Rapporteurs :*

CELESTIN-URBAIN Joffrey, Direction générale du Trésor et de la politique économique, ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi

POULIQUEN Hervé, Centre d'analyse stratégique

### *Coordinateurs :*

AUVERLOT Dominique, Centre d'analyse stratégique

RAYNARD Christine, Centre d'analyse stratégique

### *Membres :*

ADOLEHOUMÉ Béatrice, Direction des études économiques et de l'évaluation environnementale, ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire

ALLARD Gérard, France Nature Environnement

BADRÉ Michel, Inspection générale de l'Environnement, ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire

BECKER Jean-Jacques, Direction des affaires économiques et internationales, ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire

BERGOUNHOU Régis, France Nature Environnement

BERNARD Alain, Conseil général des Ponts et Chaussées, ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire

BOMPARD Jean-Pierre, Confédération française démocratique du travail (CFDT)

BOQUET Nicolas, Directeur Environnement de l'Association française des entreprises privées (AFEP)

BOUTTES Jean-Paul, EDF

BROGGIO Dominique, Confédération générale des petites et moyennes Entreprises (CGPME)

BUREAU Dominique, Direction des affaires économiques et internationales, ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire

CAMBILLARD Jean-Pierre, Direction générale des Routes, ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire

CAPMAS Alain, Mouvement des entreprises de France (MEDEF)

COZZI Laura, Agence internationale de l'énergie (AIE)

CRASSOUS Renaud, Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED)

CRIQUI Patrick, Laboratoire d'économie de la production et de l'intégration internationale (LEPII), CNRS-Université de Grenoble

DE PERTHUIS Christian, Caisse des dépôts et consignations (CDC)

DUPUCH Sébastien, Force ouvrière (FO)

GODARD Olivier, Centre national de la recherche scientifique (CNRS)

GOLLIER Christian, Toulouse School of Economics (LERN et IDEI)

GRANDJEAN Alain, Fondation Nicolas Hulot

GRESSIER Claude, Conseil général des Ponts et Chaussées, ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire

HEUX Roger, Direction générale des Routes, ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire

HOURCADE Jean-Charles, Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED)

KITOUS Alban, Enerdata

KOUSNETZOFF Nina, Centre d'études prospectives et d'informations internationales (CEPII)

LAMOTTE Henri, Direction générale du Trésor et de la politique économique, ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi

LAVERGNE Richard, Direction générale de l'énergie et des matières premières, ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire

LEUXE André, Direction générale de la mer et des transports, ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire

MAGGIAR Nicolas, Banque de France

MAURICE Joël, École nationale des Ponts et Chaussées, ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire

MOULINIER Jean-Marc, Secrétariat général, mission stratégie, ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire

NGUYEN Anna, Direction du budget, ministère du Budget, des Comptes publics et de la Fonction publique

ORPHELIN Matthieu, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)

PERBET Martine, Centre d'analyse stratégique

QUIRION Philippe, Réseau Action Climat

RAUX Charles, Laboratoire d'économie des transports (LET)

ROVIRA Isabelle, Groupement des autorités responsables de transports (GART)

SCHNEIDER Jean-Luc, Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE)

SCHUBERT Katheline, Université Paris 1-Panthéon-Sorbonne, Paris School of Economics

TROCHET Jean-Michel, EDF

VIELLE Marc, École polytechnique fédérale de Lausanne (REME) et Toulouse Sciences économiques (LERN)

## Tables

### Tableaux

<i>Tableau n° 1 :</i>	Valeur tutélaire d'une tonne de CO <sub>2</sub> _____	12
<i>Tableau n° 2 :</i>	Valeur actualisée d'une économie de 10 tonnes de CO <sub>2</sub> par an sur la période 2010-2050 _____	15
<i>Tableau n° 3 :</i>	Table de correspondance entre émissions, concentration et augmentation des températures _____	29
<i>Tableau n° 4 :</i>	Les impacts potentiels du réchauffement climatique selon le niveau de température atteint _____	31
<i>Tableau n° 5 :</i>	Les grandes étapes de la négociation internationale _____	34
<i>Tableau n° 6 :</i>	Les prix annuels moyens de la tonne de CO <sub>2</sub> sur le marché européen _____	43
<i>Tableau n° 7 :</i>	Prévisions du prix du CO <sub>2</sub> sur le marché ETS _____	43
<i>Tableau n° 8 :</i>	Synthèse de différentes valeurs du coût social des dommages _____	48
<i>Tableau n° 9 :</i>	Synthèse de différentes valeurs de coûts d'abattement _____	50
<i>Tableau n° 10 :</i>	Le référentiel défini en 2001 par le rapport Boiteux _____	51
<i>Tableau n° 11 :</i>	Valeur carbone à différents horizons pour chaque scénario de stabilisation _____	54
<i>Tableau n° 12 :</i>	Valeurs recommandées pour les coûts externes du changement climatique ( <i>source : HEATCO 2006</i> ) _____	55
<i>Tableau n° 13 :</i>	Valeurs recommandées pour les coûts externes du changement climatique ( <i>source : Handbook, DELFT IMPACT 2007</i> ) _____	56
<i>Tableau n° 14 :</i>	Synthèse des valeurs du carbone élaborées par les institutions officielles _____	57
<i>Tableau n° 15 :</i>	Résultats pour le scénario de base _____	86
<i>Tableau n° 16 :</i>	Résultats pour le scénario de base _____	87
<i>Tableau n° 17 :</i>	Modèles utilisés par la commission _____	88
<i>Tableau n° 18 :</i>	Les trois scénarios de la commission _____	90
<i>Tableau n° 19 :</i>	Les prix des énergies fossiles _____	91
<i>Tableau n° 20 :</i>	Récapitulation des valeurs carbone (2008) des différents modèles _____	92
<i>Tableau n° 21 :</i>	Valeur carbone, réduction des émissions et secteur énergétique _____	94
<i>Tableau n° 22 :</i>	La valeur de CO <sub>2</sub> recommandée par la commission _____	100



<i>Tableau n° 23</i> : Émissions de CO <sub>2</sub> induites par la consommation d'une tonne équivalent pétrole _____	102
<i>Tableau n° 24</i> : Hypothèses sur le prix des énergies fossiles _____	104
<i>Tableau n° 25</i> : Valeur du CO <sub>2</sub> en euros 2001, scénario 450 ppm et prix élevés des énergies _____	105

## Graphiques

<i>Graphique n° 1</i> : Représentation schématique des échanges de flux constitutifs de l'effet de serre _____	26
<i>Graphique n° 2</i> : Les émissions de gaz à effet de serre selon les différents scénarios du GIEC _____	30
<i>Graphique n° 3</i> : La consommation mondiale d'énergie primaire _____	38
<i>Graphique n° 4</i> : Prix du pétrole (brent) et du gaz, et taux de change dollar/euro _____	39
<i>Graphique n° 5</i> : L'évolution du prix des différentes énergies fossiles _____	40
<i>Graphique n° 6</i> : Répartition selon différents indicateurs de qualité des études de référence _____	46
<i>Graphique n° 7</i> : Courbes de coût d'abattement (Royaume-Uni) _____	49
<i>Graphique n° 8</i> : Relation entre objectif de réduction et prix du carbone _____	52
<i>Graphique n° 9</i> : Approche coûts/avantages _____	61
<i>Graphique n° 10</i> : Approche coûts/efficacité _____	62
<i>Graphique n° 11</i> : Variations de la valeur d'équilibre _____	62
<i>Graphique n° 12</i> : Effet de serre et limites quantitatives sur le CO <sub>2</sub> _____	72
<i>Graphique n° 13</i> : Valeur carbone et périodes de transition _____	74
<i>Graphique n° 14</i> : Stratégie optimale en univers incertain _____	80
<i>Graphique n° 15</i> : Profils d'émissions retenus dans les trois scénarios de contrainte _____	90
<i>Graphique n° 16</i> : La valeur du CO <sub>2</sub> recommandée par la commission _____	100
<i>Graphique n° 17</i> : Localisation des principales réserves d'énergie fossile _____	102
<i>Graphique n° 18</i> : Prix du pétrole, du charbon et du carbone 2005-2008 _____	103

## Bibliographie

Alberola E., Chevallier J. et Cheze B. (2008), « Price Drivers and Structural Breaks in European Carbon Prices 2005-07 », *Energy Policy*, 36 (2), 787-797.

Ambrosi P., Hourcade J.-C., Hallegatte S., Lecocq F., Dumas P. et Ha-Duong M. (2003), « Optimal Control Models and Elicitation of Attitudes Towards Climate Damages », *Environmental Modeling and Assessment*, 8, 133-147.

Arrow K. J. (1995), « Inter-generational Equity and the Rate of Discount in Long-term Social Investment », *Paper at IEA World Congress*, décembre, disponible sur : <http://www.econ.stanford.edu/faculty/workp/swp97005.htm>.

Arrow K. J. et Fischer A. C. (1974), « Environmental Preservation, Uncertainty and Irreversibility », *Quarterly Journal of Economics*, 88, 312-319.

Arrow K. J. et Lind R. C. (1970), « Uncertainty and the Evaluation of Public Investment Decision », *American Economic Review*, 60, 364-378.

Barsky R. B., Juster F. T., Kimball M. S. et Shapiro M. (1997), « Preference Parameters and Behavioral Heterogeneity: An Experimental Approach in the Health and Retirement Study », *Quarterly Journal of Economics*, 537-79.

Baumstark L. (2007), « La mesure de l'utilité sociale des investissements : l'enjeu du processus de production des valeurs tutélaires », in J. Maurice et Y. Crozet (dir.), *Les dimensions critiques de calcul économique*, Paris, Economica.

Baumstark L. et Guesnerie R. (2007), *La collectivité face à la valeur sociale du carbone. Vers la nécessaire construction d'un référentiel partagé*, document de travail pour la Commission nationale de l'énergie présidée par Jean Syrota, Centre d'analyse stratégique.

Bernard A., Vielle M. et Viguier I. (2005) « Premières simulations de la directive européenne sur les quotas d'émission avec le modèle GEMINI-E3 », *Économie et Prévision*, n° 169-170, 2005-3/4/5, p. 171-196.

Blanchard O., Criqui P., Kitous A. et Mima S. (2006), « Impact des politiques climatiques sur le prix du carbone et les marchés de l'énergie », *Revue d'économie financière*, n° 83.

Boissieu (de) C. (2006), *Division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050*, rapport pour le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie et le ministère de l'Écologie et du Développement durable, août.

Bruce J. P., Lee H. et Haites E. F. (eds.) (1996), *Climate Change 1995 - Economic and Social Dimensions of Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge.

Capros P. et Mantozos L. (2000), *The Economic Effects of EU-Wide Industry-Level Emission Trading to Reduce Green-house Gases. Results from PRIMES Energy Systems Model*, OCCSN, Universidad Técnica Nacional de Atenas.

Célestin-Urbain J. (2008), *Conséquences économiques à long terme du changement climatique*, Trésor Eco, Direction générale du Trésor et de la Politique économique (DGTPE), ministère des Finances, *Lettre*, n° 30, février.

Centre d'analyse stratégique (2007a), *Les perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050*, rapport du groupe de travail présidé par Jean Syrota, septembre.

Chakravorty U., Moreaux M. et Tidball M. (2008), « Ordering the Extraction of Polluting non Renewable Resources », *American Economic Review*, 98(3), 1128-1144.

Cochrane J. (2001), *Asset Pricing*, Princeton University Press.

Commissariat général du Plan (2005), *Le prix du temps et la décision publique*, rapport du groupe présidé par Daniel Lebègue, rapporteur général : Luc Baumstark, coordinateur : Philippe Hirtzmann, Paris, La Documentation française.

Commissariat général du Plan (2001a), *Transport : choix des investissements et coût des nuisances*, rapport du groupe de travail présidé par Marcel Boiteux, rapporteur général : Luc Baumstark, Paris, La Documentation française.

Commissariat général du Plan (2001b), *Effet de serre : Modélisation économique et décision publique*, rapport du groupe présidé par Jean-Noël Giraud, Paris, La Documentation française.

Commissariat général du Plan (1998), *Énergie 2010-2020. Les chemins d'une croissance sobre*, rapport du groupe présidé par Pierre Boisson, Paris, La Documentation française.

Commissariat général du Plan (1994), *Transports : pour un meilleur choix des investissements*, rapport du groupe de travail présidé par Marcel Boiteux, Paris, La Documentation française.

Criqui P., Mima S. et Kitous A. (2007), *The European Energy System in the Context of Long Term Climate Policies*, 9<sup>th</sup> IAEE European Energy Conference, Florence, juin.

Dasgupta P. et Heal G. (1974), « The Optimal Depletion of Exhaustible Resources », *The Review of Economic Studies*, vol. 41, Symposium on the Economics of Exhaustible Resources, 3-28.

DEFRA (Department for Environment, Food and Rural Affairs) (2007), *The Social Cost of Carbon and the Shadow Price of Carbon: What they are and How to Use them in Economic Appraisal in the UK*, Economics Group of DEFRA, décembre : <http://www.defra.gov.uk>.

De Perthuis C. et Boccon Gibbod J. C. (2006), « Le marché européen des quotas de CO<sub>2</sub> : les leçons d'un an de fonctionnement », *Revue d'économie financière*, n° 83.

De Perthuis C., Convery F. et Ellerman D. (2008), *Le marché européen du carbone en action : enseignements de la première phase*, rapport Intermédiaire - Caisse des dépôts, MIT CEEPR et UCD.

Downing *et al.* (2005), *Social Cost of Carbon: A Closer Look at Uncertainty*, DEFRA, novembre.

Ellerman A. D. et Buchner B. (2008), « Over-allocation or Abatement: A Preliminary Analysis of the EU ETS Based on the 2005-06 Emissions Data », *Environmental and Resource Economics*, 41(2), octobre, 267-287.

- Godard O. (2007), « Le rapport Stern sur l'économie du changement climatique était-il une manipulation grossière de la méthodologie économique? », *Revue d'économie politique*, 117 (4), août.
- Godard O. (2004), « Autour des conflits à dimension environnementale - Évaluation économique et coordination dans un monde complexe », *Cahiers d'économie politique*, n° 47, septembre, p. 27-153.
- Gollier C., Jullien B. et Treich N. (2000), « Scientific Progress and Irreversibility: An Economic Interpretation of the Precautionary Principle », *Journal of Public Economics*, vol. 75, 229-253.
- Gollier C. (2007a), *La Finance durable du rapport Stern*, Toulouse School of Economics.
- Gollier C. (2007b), « The Consumption-Based Determinants of the Term Structure of Discount Rates », *Mathematics and Financial Economics*, 1(2), juillet, 81-101.
- Gollier C. (2002a), « Discounting an Uncertain Future », *Journal of Public Economics*, 85, 149-166.
- Gollier C. (2002b), « Time Horizon and the Discount Rate », *Journal of Economic Theory*, 107, 463-473.
- Gollier C. (2001a), « Wealth Inequality and Asset Pricing », *The Review of Economic Studies*, 68, 181-203.
- Gollier C. (2001b), *The Economics of Risk and Time*, MIT Press, Cambridge, MA.
- Guesnerie R. (2004), « Calcul économique et développement durable », *Revue économique*, 55, p. 363-382.
- Guesnerie R. (2003), *Kyoto et l'économie de l'effet de serre*, rapport du CAE, n° 39, Paris, La Documentation française, 265 p.
- Ha-Duong M., Grubb M. et Hourcade J.-C. (1997), « Influence of Socioeconomic Inertia and Uncertainty on Optimal CO<sub>2</sub> Emission Abatement », *Nature*, 390, 270-274.
- Ha-Duong M. et Treich N. (2004), « Risk Aversion, Intergenerational Equity and Climate Change », *Environmental and Resource Economics*, 28, 195-207.
- Hallegatte S., Hourcade J.-C. et Ambrosi P. (2006), « Using Climate Analogues for Assessing Climate Change Economic Impacts in Urban Areas », *Climatic Change*, 82, 47-60.
- Hammit J. K., Lempert R. J. et Schlesinger M. E. (1992), « A Sequential-Decision Strategy for Abating Climate Change », *Nature*, 357, 315-318.
- Heal G. (2005), « Intertemporal Welfare Economics and the Environment », in K.-G. Maler et J. R. Vincent (eds), *Handbook of Environmental Economics*, vol. 3, Elsevier.
- Hotelling H. (1931), « The Economics of Exhaustible Resources », *Journal of Political Economy*, 39, 137-175.
- Hourcade J.-C. (1997), « Précaution et approche séquentielle de la décision face aux risques climatiques de l'effet de serre », in Godard O. (dir.), *Le Principe de précaution dans la conduite des affaires humaines*, éditions de la MSH et INRA-éditions, Paris, p. 259-294.

Hourcade J.-C. (1997), « Influence of Socio-Economic Inertia and Uncertainty on Optimal CO<sub>2</sub> Emissions Abatement », *Nature*, 390, 270-273.

Hourcade J.-C. et Hallegatte S. (2007), *Le rapport Stern sur l'économie du changement climatique : de la controverse scientifique aux enjeux pour la décision publique et privée*, CIREAD.

IPCC (2007), *Climate Change 2007, Mitigation Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report to the IPCC* [B. Metz, O. R. Davidson, P. R. Bosh, R. Dave, L. A. Meyer (eds.)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, USA.

Jonas H. (1998), *Le Principe de responsabilité*, Paris, Flammarion.

Lecocq F. (2006), « Les marchés carbone dans le monde », *Revue d'économie financière*, n° 83.

Lecocq F. et Cappoor K. (2005), « States and Trends of the Carbon Market 2005 », *Carbon Finance Business*, World Bank, Washington DC.

Lecocq F. et Hourcade J.-C. (2004), « Le taux d'actualisation contre le principe de précaution? Leçons à partir du cas des politiques climatiques », *L'Actualité économique*, 80.

Manne A. S. et Richels R. G. (1992), *Buying Greenhouse Insurance*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.

Mansannet-Battaler M., Pardo A. et Valor E. (2007), « CO<sub>2</sub> Prices, Energy and Weather », *The Energy Journal*, 28, 73-92.

Mendelsohn R. O. (2007), « A Critique of the Stern Report », *Regulation*, hiver 2006-2007, 42.

Mendelsohn R., Morrison W., Schlesinger M. et Andronova N. (2000), « Country-Specific Market Impacts of Climate Change », *Climatic Change*, 45, 553-569.

Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, ministère de l'Écologie et du Développement durable (2006), *Division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050*, rapport du groupe de travail présidé par Christian de Boissieu, août.

Ministère de l'Équipement, des Transports, du Logement, du Tourisme et de la Mer (2006), *La demande de transport en 2025. Projections des tendances et des inflexions*, DAEI, Paris.

Newell R. G. et Pizer A. W. (2001), *Discounting the Benefits of Climate Change Mitigation*, Pew Center on Global Climate Change, Washington DC, 37 p.

Nordhaus W. (2007a), *The Challenge of Global Warming: Economic Models and Environmental Policy*, Yale University, avril.

Nordhaus W. (2007b), « The Stern Review of the Economics of Climate Change », *mimeo*, Yale University.

Nordhaus W. et Boyer R. (2000), « Warming the World: Economic Models of Climate Change », MIT Press, Cambridge, Massachusetts.

O'Neill B. C., Crutzen P., Grübler A., Ha Duong M. *et al.* (2006), « Learning and Climate Change », *Climate Policy*, 6, 585-589.

- Pearce D. W. (2003), « The Social Cost of Carbon and its Policy Implications », *Oxford Review of Economic Policy*, 19: 362-384.
- Pouliquen H. et Bodiguel A. (2007), « Les objectifs énergétiques de la France à l'horizon 2020 », *note interne*, Centre d'analyse stratégique, 21 novembre.
- Prevot H. (2007), *Trop de pétrole. Énergie fossile et réchauffement climatique*, Paris, Seuil.
- Ramana V. P., Sinha C. S. et Shukla P. R. (2001), « Renewable Energy Technologies and Climate Change Policies in India », *International Journal of Environmental Technology and Management*, 1, 424-443.
- Solow M. R. (1987), « Prize Lecture, Growth Theory and After », *The Sveriges Riksbank Prize in Economic Sciences in Memory of Alfred Nobel*.
- Stern N. (2006), *The Economics of Climate Change: the Stern Review*, UK House of Commons. Treasury : <http://www.hm-treasury.gov.uk>.
- Stern N. (1977), « The Marginal Valuation of Income », in M. Artis et A. Nobay (eds), *Studies in Modern Economic Analysis*, Blackwell: Oxford.
- Tol R. S. J. (2006), « The Stern Review of Economics of Climate Change: A Comment », *Energy & Environment*, vol. 17, n° 6.
- Tol R. S. J. (2005), « The Marginal Damage Costs of Carbon Dioxide Emissions: An Assessment of the Uncertainties », *Energy Policy*, 33 (16), 2064-2074.
- Tol R. S. J. (2002a), « New Estimates of the Damage Costs of Climate Change, Part I: Benchmark Estimates », *Environmental and Resource Economics*, 21, 47-73.
- Tol R. S. J. (2002b), « New Estimates of the Damage Costs of Climate Change, Part II: Dynamic Estimates », *Environmental and Resource Economics*, 21, 135-160.
- Ulph A. et Ulph D. (1994), « The Optimal Time Path of a Carbon Tax », *Oxford Economic Papers*, 46.
- Watkiss P. (2005), *The Social Cost of Carbon Review, Methodological Approaches for Using SCC Estimates in Policy Assessment*, AEA Technology Environment, Research on Behalf of DEFRA, décembre.
- Watkiss P., Downing T., Handley C. et Butterfield R. (2005), *The Impacts and Cost of Climate Change*, rapport pour la Commission européenne.
- Weitzman M. (2007), « The Stern Review of the Economics of Climate Change », Preliminary Draft of a Review for the *Journal of Economic Literature*.
- Weitzman M. (1998), « Why the Far-Distant Future Should be Discounted at its Lowest Possible Rate », *Journal of Environmental Economics and Management*, 36, 201-208.
- Wigley T. M. L., Richels R. et Edmonds J. A. (1996), « Economic and Environmental Choices in the Stabilization of Atmospheric CO<sub>2</sub> Concentrations », *Nature*, 379, 240-243.
- Yahvonen O. (1997), « Fossil Fuels, Stock Externalities and Backstop Technology », *Canadian Journal of Economics*, 30.

# TOME 2



## Exercices de modélisation et contributions

Luc Baumstark, Alain Bernard, Dominique Bureau, Renaud Crassous,  
Patrick Criqui, Olivier Godard, Christian Gollier, Alban Kitous, Joël Maurice,  
Silvana Mima, Hervé Pouliquen, Katheline Schubert, Marc Vielle

# Simulations réalisées avec le modèle GEMINI-E3 pour la détermination de la valeur carbone<sup>1</sup>

**Alain Bernard**  
CGEDD-MEEDDA

**Marc Vielle**  
École polytechnique fédérale de Lausanne (REME)  
et Toulouse School of Economics (LERNA)

30 mai 2008

## Résumé

Le rapport final établi par l'équipe GEMINI-E3 pour la commission du Centre d'analyse stratégique chargée de la détermination de la valeur carbone présente les plus récentes estimations effectuées en tenant compte des observations et demandes formulées par les participants. À la demande de la commission, l'équipe GEMINI-E3 a simulé – en compte central et pour deux des scénarios – une hypothèse haute de prix de l'énergie. Les résultats diffèrent, mais modérément, des résultats relatifs à l'hypothèse centrale et seuls ces derniers sont récapitulés dans ce résumé.

1 – Nous tenons à remercier l'ensemble des membres de la commission « Valeur tutélaire du carbone » pour leurs remarques et critiques qui auront permis d'améliorer la qualité des simulations réalisées avec le modèle GEMINI-E3.



*Scénario Europe Unilatéral*

	2010	2020	2030	2040	2050
Taxe sur le carbone	1	25	58	150	446

*Scénario mondial 550 ppm*

	2010	2020	2030	2040	2050
Prix du permis de carbone	2	4	10	20	62

*Scénario mondial 450 ppm*

	2010	2020	2030	2040	2050
Prix du permis de carbone	5	13	42	122	339

Source : modèle GEMINI-E3

Les coûts macroéconomiques associés à ces scénarios sont également légèrement revus à la hausse, conformément aux tableaux ci-après (en pourcentage de la consommation finale des ménages).

*Scénario Europe Unilatéral*

	2010	2020	2030	2040	2050
France		- 0,18 %	- 0,50 %	- 1,93 %	- 4,19 %
Autres pays de l'UE		0,02 %	- 0,57 %	- 2,21 %	- 5,19 %

*Scénario mondial 550 ppm*

	2010	2020	2030	2040	2050
France		- 0,15 %	- 0,26 %	- 0,75 %	- 2,87 %
Autres pays de l'UE		- 0,16 %	- 0,36 %	- 0,98 %	- 3,41 %

*Scénario mondial 450 ppm*

	2010	2020	2030	2040	2050
France		- 0,06 %	- 0,86 %	- 4,02 %	- 11,81 %
Autres pays de l'UE		0,22 %	- 0,51 %	- 3,35 %	- 10,64 %

Source : modèle GEMINI-E3

Les autres résultats sont présentés dans les chapitres correspondants, et le détail des sorties du modèle figure en annexe.

Ce document constitue le rapport final établi par l'équipe GEMINI-E3 pour la commission du Centre d'analyse stratégique chargée de la détermination de la valeur carbone. Il fait suite au rapport préliminaire rédigé pour la réunion du 11 mars et au rapport intermédiaire présenté à la réunion du 4 avril 2008. Il présente les plus récentes estimations effectuées en tenant compte des observations formulées et des demandes exprimées par les participants au cours des travaux de la commission. En particulier, le compte de référence correspondant à l'hypothèse centrale de prix des énergies a été revu pour le rapprocher des scénarios tendanciels de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'OCDE, ainsi que des comptes de référence des autres équipes de modélisation.

Le rapport présente d'abord le modèle GEMINI-E3, dans sa formulation générale et avec les spécifications particulières retenues pour la version long terme, puis le compte de référence et enfin les résultats des trois scénarios définis dans le cadre des travaux de la commission.

## 1. Le modèle GEMINI-E3

Le modèle GEMINI-E3 est un modèle d'équilibre général calculable de l'économie mondiale, dynamique et récursif à plusieurs secteurs et plusieurs pays/régions<sup>1</sup>. GEMINI-E3 [1]<sup>2</sup> a été spécifiquement conçu dès le début de sa construction pour produire les éléments d'appréciation macroéconomique pertinents dans l'évaluation des politiques énergétiques et environnementales telles que celles liées au changement climatique.

Ce modèle, dont la création remonte à 1992, a fait l'objet de plus d'une trentaine d'utilisations sur des sujets aussi divers que la mise en place du protocole de Kyoto [2], l'impact économique et environnemental d'un moratoire nucléaire français, le problème du « *leakage* », l'évaluation de la directive européenne sur les quotas d'émission [3, 4], la possibilité et le gain économique de la flexibilité multigaz dans le cadre d'une politique climatique [5, 6], l'impact du renchérissement des prix du pétrole [7].

Le modèle GEMINI-E3 a été mis à contribution par la Mission interministérielle sur l'effet de serre en 2000 pour la détermination de la taxe carbone devant être appliquée pour respecter le protocole de Kyoto, et ses évaluations ont été reprises dans plusieurs rapports de l'administration publique française ayant trait aux politiques de changement climatique [8, 9, 10].

Au niveau international, l'équipe de GEMINI-E3 participe régulièrement à l'*Energy Modeling Forum* (en particulier *Working Groups* 19, 21 et 22) et collabore à deux projets financés par la Commission européenne ayant trait à la définition de politiques de lutte contre le changement climatique (projets TOCSIN et PLANETS). L'équipe GEMINI-E3 a aussi coopéré avec de nombreuses équipes universitaires : MIT (Cambridge, États-Unis), *Resources for the Future* (Washington, États-Unis), GERAD (Montréal, Canada) – équipe qui développe le modèle

1 – Pour une description détaillée du modèle GEMINI-E3, on se référera à la documentation technique du modèle accessible sur le site Web suivant : [www.gemini-e3.net](http://www.gemini-e3.net).

2 – Les chiffres entre crochets renvoient aux références bibliographiques figurant en fin de chapitre.

TIMES –, LOGILAB-HEC (université de Genève, Suisse), REME (EPFL, Suisse). Enfin, le modèle est utilisé par les instances fédérales suisses pour *l'examen des politiques climatiques post-Kyoto*.

### 1.1. Structure et fonctionnement du modèle

Un progrès essentiel dans le développement de GEMINI-E3 a résulté de la définition d'un protocole précis d'utilisation, avec des règles assurant un calcul rigoureux des coûts macroéconomiques. De fait, une caractéristique du modèle est que sa construction s'est constamment appuyée sur des fondements théoriques, portant notamment sur la fiscalité optimale (et l'approche de l'optimum de second rang) et la théorie du commerce international. C'est ainsi que la première présentation d'ensemble du modèle dans une revue scientifique comporte un article introductif intitulé « *L'utilisation des modèles d'équilibre général calculables pour l'analyse coût/bénéfice et l'évaluation des politiques* » [11] précisant les résultats qui peuvent en être attendus. Les problèmes de double dividende, et en particulier les interactions entre fiscalité et commerce extérieur, ont fait l'objet d'une analyse théorique approfondie. Cette démarche a permis de consolider les fondements conceptuels du modèle numérique et de donner une grande transparence à la présentation des résultats.

#### *Les secteurs représentés*

GEMINI-E3 décrit l'ensemble des secteurs de l'économie mondiale, et utilise une nomenclature en 18 secteurs/produits, présentée dans le tableau n° 1.

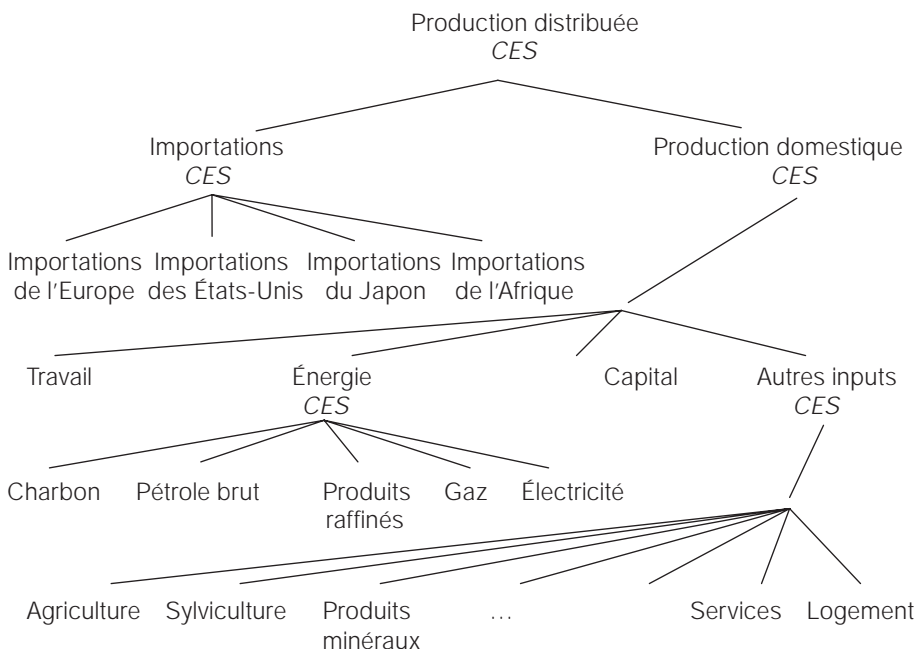
**Tableau n° 1 : Nomenclature du modèle GEMINI-E3 (version 5)**

Secteurs		Régions	
1	Charbon	FRA	France
2	Pétrole brut	EUR	Union européenne (configuration 25 pays moins la France)
3	Gaz naturel	XEU	Autres pays européens
4	Produits pétroliers raffinés	USA	États-Unis
5	Électricité	CAZ	Canada – Australie – Nouvelle-Zélande
6	Agriculture	FSU	Ex-URSS (moins les pays baltes)
7	Sylviculture	JAP	Japon
8	Produits minéraux	CHI	Chine
9	Chimie	IND	Inde
10	Sidérurgie	ASI	Reste de l'Asie
11	Papier et carton	LAT	Amérique latine et Mexique
12	Transport terrestre	MID	Moyen-Orient (y compris Turquie)
13	Transport maritime	BRA	Brésil
14	Transport aérien	AFR	Afrique
15	Biens de consommation		
16	Biens d'équipement		
17	Services		
18	Logement		

Le modèle décrit pour chacun des secteurs un équilibre ressources-emplois détaillant d'un côté la production et les importations, de l'autre les utilisations finales du bien (consommation des ménages, exportation, investissement) de même que les consommations intermédiaires. Pour chaque secteur il représente les facteurs utilisés pour réaliser la production (travail, capital, énergie, autres consommations intermédiaires). Le modèle calcule en outre l'ensemble des échanges internationaux de biens et services, et les émissions de gaz à effet de serre des différentes activités économiques.

La description de la production fait appel à des CES (*Constant Elasticity of Substitution*) emboîtées. En effet, l'utilisation de formes flexibles, telles les fonctions Translog ou Léontieff, est rendue difficile par le nombre élevé de facteurs, et par suite d'élasticités indépendantes que l'on doit considérer et donc estimer. L'hypothèse de rendements d'échelle constants et de séparabilité entre facteurs retenue pour GEMINI-E3 permet d'en réduire de façon importante le nombre. Ce qui apparaît essentiel est de prendre en compte les canaux par lesquels agissent les prix, à travers les élasticités-prix directes et croisées, et les relations de complémentarité et/ou substituabilité entre facteurs de production. Ceci est obtenu via une structure de fonction CES emboîtée, comme le montre la figure n° 1.

**Figure n° 1 : L'arborescence de la fonction de production (cas de la France)**



Source : modèle GEMINI-E3

La demande des ménages est dérivée du modèle de dépense linéaire ou de Stone-Geary, découlant d'une fonction d'utilité, ce qui permet d'exprimer de manière rigoureuse le gain ou la perte économique sous forme de surplus des consommateurs<sup>1</sup>. La demande de travail ainsi que le comportement d'épargne sont en revanche supposés inélastiques.

La mesure de la perte économique soulève un problème qui est lié aux effets de report entre les périodes. La modification du prix relatif de la consommation et de l'investissement provoque une variation du coût d'usage du capital productif et par suite du partage investissement-consommation (et donc du rythme d'accumulation du capital). La mesure du surplus des consommateurs incorpore donc cet effet, qui ne traduit pas véritablement un gain ou une perte économique nette pour l'année considérée mais un report sur les périodes futures (positif si l'investissement augmente, négatif si l'investissement diminue). La mesure qui serait alors pertinente est la somme actualisée des surplus, peu sensible à la variation du rythme d'accumulation du capital (si le taux d'actualisation reflète bien le coût d'opportunité du capital). Mais ceci ne serait vrai que sur un horizon suffisamment long, très supérieur à la période totale prise en considération. La solution technique retenue a été d'imposer la constance du volume d'investissement global de chaque année (mais évidemment pas de la répartition par branche) au moyen d'un ajustement adéquat du taux d'épargne des ménages<sup>2</sup>. Ceci ne signifie pas qu'une variation de l'investissement est jugée non pertinente, et dans certaines applications on n'impose pas cette contrainte : c'est simplement un artifice pour obtenir une mesure rigoureuse de la perte économique annuelle.

### *Les émissions de gaz à effet de serre*

Le modèle calcule les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la combustion d'énergie fossile et les émissions des autres gaz à effet de serre compris dans le « panier Kyoto » (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, gaz fluorés) : au total 110 sources d'émission de gaz à effet de serre sont décrites par pays. La réduction des émissions de gaz à effet de serre peut être obtenue à l'aide de différents instruments : taxe, quotas, permis négociables, et plus généralement les instruments de flexibilité prévus par le protocole de Kyoto.

## **1.2. La réalisation d'une version GEMINI-E3 long terme**

Les simulations présentées dans ce rapport sont réalisées avec une version « *long terme* » de GEMINI-E3. Les principales différences par rapport à la version standard sont la prise en compte de valeurs plus élevées des élasticités de substitution dans la production et l'utilisation d'un module de représentation détaillée des moyens de production électrique.

Elles ont pour objet de mieux prendre en compte les potentiels de substitution de long terme qui s'inscrivent dans la problématique des simulations réalisées pour le Centre d'analyse stratégique. En effet, l'objectif de ces simulations

1 – À savoir la différence entre la variation effective de revenu et la variation compensatrice de revenu (celle qui laisserait inchangée l'utilité après la modification du système de prix pour les consommateurs), ce qui est bien la notion introduite par Dupuit.

2 – Cette modification du taux d'épargne des ménages est faible, au maximum égale à 2 points.

est de déterminer une valeur carbone devant être utilisée pour l'évaluation de projets d'investissements d'infrastructure dont les caractéristiques, notamment en termes de durée de vie des équipements, nécessitent de se projeter sur des horizons lointains (50 ans) et donc de prendre en considération des politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre ambitieuses.

Pour cette étude, il a été établi une version à 14 pays/régions distinguant la France, les autres pays de l'Union européenne et le reste du monde en 12 zones conformément au tableau n° 1.

### *Les élasticités de substitution*

Le tableau n° 2 présente les élasticités de substitution prises en compte.

**Tableau n° 2 : Élasticités de substitution de la fonction de production dans GEMINI-E3 long terme**

Paramètre	Secteur	Valeur	Paramètre	Secteur	Valeur
$\sigma$	Tous	0,4	$\sigma^m$	Tous	0,2
$\sigma^{pf}$	Tous	0,3	$\sigma^x$	01, 03, 04	2
$\sigma^{pp}$	Tous	0,1		02	10
$\sigma^e$	01 à 04	0,2		05	0,5
	Autres	0,6		12, 13, 14, 17, 18	0,1
				Autres	3
$\sigma^{ef}$	01 à 04	0,1	$\sigma^{mm}$	Tous	0,2
	Autres	0,9	$\sigma^r$	Tous	0,6

Source : modèle GEMINI-E3

### *La modélisation du secteur électrique*

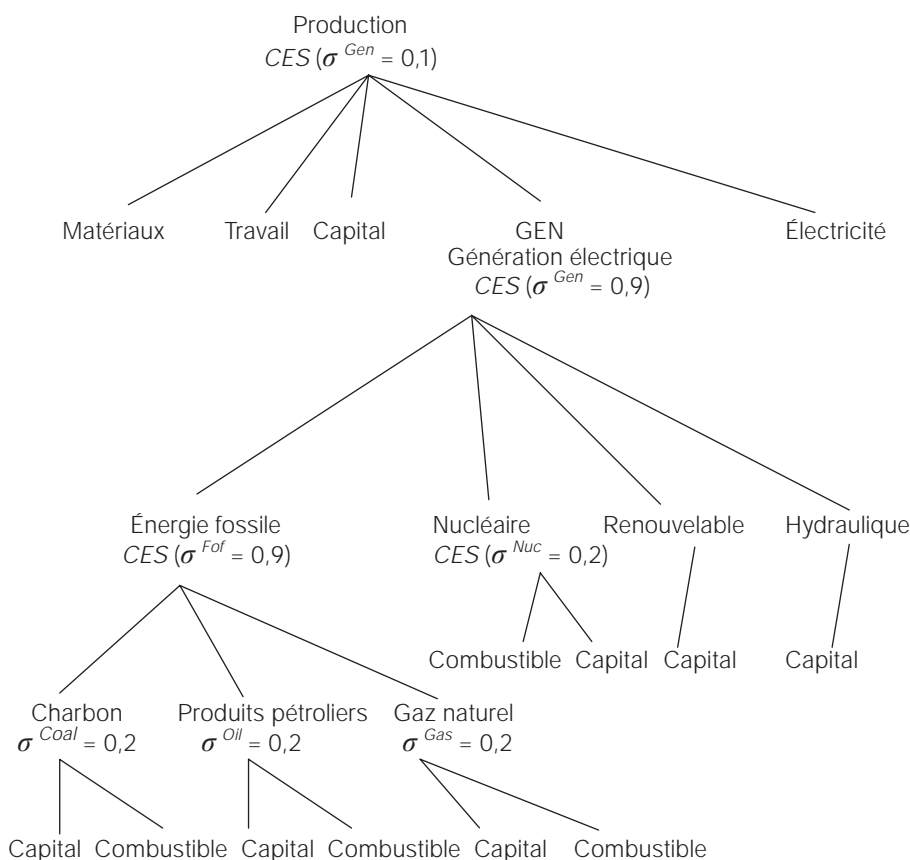
Afin de mieux prendre en compte les spécificités du secteur électrique et notamment le développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité, on représente maintenant le secteur électrique à partir d'un emboîtement de CES décrivant explicitement les capacités installées dans les différents types de centrale. La nouvelle arborescence retenue est décrite dans la figure n° 2.

Cette représentation distingue donc les activités de génération d'électricité des autres activités (distribution et transport d'électricité) qui restent agrégées et qui figurent en haut de l'arborescence. L'activité de génération d'électricité est supposée n'être réalisée qu'avec du capital (représentant les centrales électriques) et du combustible (celui-ci est parfois absent, dans le cas par exemple de l'éolien). Ne sont donc pas prises en compte les dépenses de main-d'œuvre et de consommations intermédiaires – autres que de combustible – associées à chacune des technologies (centrale thermique classique, nucléaire, éolienne, etc.). Cela se justifie par deux raisons. Tout d'abord, il n'y a pas de différence importante entre les effectifs de main-d'œuvre employés dans une centrale nucléaire ou une centrale à charbon (du moins au niveau du secteur électrique dans son ensemble). Ensuite, ces dépenses ont un poids limité dans le coût de

production de l'électricité. Les englober et les supposer associées aux activités de distribution et de transport de l'électricité n'apparaît donc pas comme une simplification abusive.

La modélisation distingue six types de centrales : les centrales électronucléaires, les centrales à charbon, à gaz naturel et produits pétroliers, l'énergie hydraulique, et les autres énergies renouvelables qui, en Europe, sont principalement de l'éolien. L'arbitrage est d'abord réalisé entre les centrales thermiques classiques (charbon, gaz naturel et produits pétroliers) et les centrales nucléaires, l'hydraulique et les autres énergies renouvelables. L'élasticité de substitution entre ces quatre types de production est supposée égale à 0,9. La production d'électricité à partir d'énergie fossile est alors répartie entre centrales à charbon, à gaz naturel et produits pétroliers avec une élasticité de substitution égale à 0,9. Pour chacune des centrales, le modèle prend en compte la capacité installée (exprimée en Gwe) dont l'évolution dépend des décisions d'investissement et du déclassement des équipements existants.

Figure n° 2 : Représentation de la production d'électricité dans GEMINI-E3 long terme



Source : modèle GEMINI-E3

## *La demande des ménages et la représentation du progrès technique améliorant l'efficacité de l'usage de l'énergie*

La représentation du comportement des ménages est essentielle, d'une part pour déterminer leur demande, et en particulier sa variation sous l'effet de changements du système de prix à la consommation et du revenu, d'autre part pour mesurer le coût de bien-être des politiques simulées, à la fois le coût global et sa répartition par catégorie de ménages<sup>1</sup>. L'essentiel de l'impact de telles politiques passe par les modifications de l'environnement économique des ménages, et de leur possibilité de s'y adapter au moindre coût en faisant jouer toutes les substitutions possibles. Le coût de bien-être s'exprime alors par le « surplus du consommateur », c'est-à-dire dans sa forme moderne la « variation compensatrice de revenu ».

Pour les entreprises aussi, l'adaptation à l'environnement économique passe par des substitutions entre facteurs de production mais la variation de coût qui en résulte – le « surplus du producteur » – est transférée aux ménages et se retrouve dans leur revenu<sup>2</sup>.

L'estimation économétrique précise de la demande des ménages, et en particulier des élasticités-prix et revenu des consommations d'énergie, requiert que l'on dispose d'enquêtes sur les ménages, avec une nomenclature stable, et sur longue période. De telles enquêtes sont réalisées chaque année depuis 1984 aux États-Unis par le Bureau of Labor Statistics (*Consumer Expenditure Survey*). Sur la période disponible (1984 à 2006), qui a vu se succéder des phases de décroissance et d'accélération rapide (en particulier depuis 2003), il est possible d'obtenir des estimations<sup>3</sup> relativement précises de la demande d'énergie des ménages américains, et notamment des principaux paramètres d'intérêt (élasticités-prix et revenu, progrès technique incorporé). Malheureusement, on ne dispose pas de séries équivalentes pour la plupart des autres pays, notamment pour la France, et la demande des ménages est alors représentée par un modèle simplifié (« Linear Expenditure System », dit de Stone-Geary) qui n'est pas estimé économétriquement mais calibré à partir d'un certain nombre de paramètres (notamment les élasticités-revenu par bien).

La représentation du progrès technique dans ce modèle s'opère en incorporant une tendance à chacun des biens de consommation. Ce progrès technique peut être tendanciel (ou exogène), c'est-à-dire indépendant de toute mesure de politique économique ou de tout investissement spécifique. Mais il peut résulter de mesures ou d'investissements visant à augmenter l'efficacité de l'utilisation de l'énergie et donc à l'économiser. Ces actions ont un coût, qui s'exprime en général par une dépense additionnelle, le plus souvent dans l'investissement (dépenses d'isolation thermique pour les bâtiments, surcoût des véhicules à efficacité énergétique accrue). Ces surcoûts d'investissement se retrouvent

1 – Ceci suppose la disponibilité de données d'enquête appropriées sur les dépenses des ménages, fournissant l'évolution de la structure des budgets selon le niveau de revenu ou le type de ménages.

2 – Le coût de bien-être peut être calculé globalement sur la période de simulation considérée en faisant la somme actualisée du surplus annuel du consommateur. Mais le chiffre annuel est également intéressant car il détermine l'évolution au cours du temps. Pour qu'il soit significatif, il faut que les postes de la demande finale sauf la consommation finale des ménages et les échanges extérieurs (à savoir la consommation des administrations et l'investissement productif global en volume) restent inchangés. C'est l'hypothèse qui est retenue – sauf indication contraire – dans les simulations effectuées avec GEMINI-E3.

3 – Cf. Bernard A. L. (2008), *Households' Demand for Energy: Update to Year 2006 of the Econometric Estimations Based on the American Consumer Expenditure Survey*, février.



dans le prix des équipements correspondants, et peuvent être analysés comme un progrès technique négatif. De tels investissements ne sont justifiés que si les économies d'énergie (valorisées à leur prix d'usage pour les ménages, c'est-à-dire incorporant la valeur carbone – taxe ou équivalent) sont rentables, eu égard aux dépenses supplémentaires de logement ou d'acquisition de véhicule.

C'est ainsi que le progrès technique endogène – lié à une politique ou à un programme d'investissement donné – est modélisé dans le modèle GEMINI-E3. Le coût supplémentaire d'investissement admissible doit être tel qu'il n'est pas supérieur à la somme actualisée des réductions de dépenses d'énergie sur toute la période considérée. Pour ce calcul, il a été retenu un taux de 8 %, plus conforme que le taux national de 4 % pour exprimer le véritable coût d'opportunité des ménages<sup>1</sup>. Pour des taux de progrès techniques positifs de 2,5 % par an pour les combustibles fossiles et de 2 % par an pour l'électricité, on obtient un progrès technique négatif de 0,5 % par an pour les véhicules automobiles et l'investissement logement.

Le progrès technique incorporé – la part endogène et non la part tendancielle ou exogène – affecte la mesure du surplus car il résulte, comme la modification du système de prix à la consommation, de la politique de changement climatique mise en œuvre. Sans progrès technique, les formules exprimant le surplus sont classiques<sup>2</sup>. Elles sont présentées ci-après :

- Variation compensatrice de revenu : celle qui laisse l'utilité inchangée :
 
$$V(p_1^0, p_2^0, \dots, p_n^0, r^0) = V(p_1^1, p_2^1, \dots, p_n^1, r^0 + VCR)$$

$$S = r^1 - r^0 - VCR$$
- Formule d'approximation au second ordre (dite d'Harberger) :
 
$$S = dr - \sum_i c_i dp_i - 0.5 \sum_i \sum_j S_{ij} d\pi_i d\pi_j$$

avec :

$S_{ij}$  dérivée-prix (compensée)

Avec progrès technique incorporé, tout se passe comme si les prix des biens étaient déflatés du facteur de progrès technique : ce qui importe n'est pas le prix du bien mais le prix du service rendu. La représentation prend alors la forme suivante :

- Spécification primale de la fonction d'utilité :  $U(c_1 f_1, c_2 f_2, \dots, c_n f_n)$
- Spécification duale de la fonction d'utilité :  $V(p_1/f_1, p_2/f_2, \dots, p_n/f_n, r)$
- Formule d'approximation au second ordre :
 
$$S = dr - \sum_i c_i d\pi_i - 0.5 \sum_i \sum_j S_{ij} d\pi_i d\pi_j$$

avec :

$\pi_j = p_j/f_j$

1 – Il se pose également un problème de valeur résiduelle des équipements à l'horizon. Selon une pratique usuelle, on a supposé l'atteinte à l'horizon d'un régime permanent (efficacité énergétique et prix d'usage des équipements constants).

2 – Formule dite du « triangle d'Harberger ». De fait, la véritable origine de cette formule se trouve dans un article de Marcel Boiteux publié dans *Econometrica* en 1951 sur la perte économique et la répartition du surplus.

Il est important d'insister que s'il permet d'économiser le bien considéré (l'énergie en l'occurrence), le progrès technique a aussi pour effet d'en diminuer le coût d'usage et donc d'en accroître la demande : c'est l'effet rebond. On peut, dans le cadre d'hypothèse le plus général, démontrer la formule suivante qui exprime la variation de la demande en fonction de la variation de prix et de la variation d'efficacité énergétique :

$$dc/c = \varepsilon dp/p - (1 + \varepsilon) df/f$$

La variation de demande comporte trois éléments :

- l'effet économie d'énergie ( $-df/f$ ) qui exprime une réduction de consommation compensant exactement le gain d'efficacité (service rendu constant) ;
- l'effet prix ( $\varepsilon dp/p$ ), négatif et dépendant directement de l'élasticité-prix ;
- l'effet rebond ( $-\varepsilon df/f$ ) qui est lui aussi proportionnel à l'élasticité-prix mais est positif.

Il en résulte qu'une politique passant par les prix est plus efficace que les actions visant à développer l'efficacité énergétique si l'élasticité-prix est élevée (effet prix important ; effet rebond élevé). En revanche, si l'élasticité-prix est faible – et c'est bien ce que les estimations économétriques tendent à montrer –, le progrès technique est relativement plus efficace car l'effet de rebond est alors faible.

## 2. Le compte de référence

Ce compte – dont la présentation détaillée est donnée en annexe – s'appuie sur un jeu d'hypothèses fourni pas le Centre d'analyse stratégique se résumant principalement à des projections relatives à la croissance économique et à l'évolution des prix des énergies fossiles. Le tableau n° 3 donne le prix des énergies introduit dans le modèle GEMINI-E3, et le tableau n° 4 les hypothèses de croissance économique retenues.

**Tableau n° 3 : Hypothèses sur le prix des énergies fossiles**  
en dollars 2006

	Pétrole brut \$/b	Gaz naturel \$/Mbtu	Charbon \$/t
2000	32,49	4,49	39
2008	62	7	63
2015	57	7,5	57
2030	62	8	61
2050	60	10	60

Source : Centre d'analyse stratégique

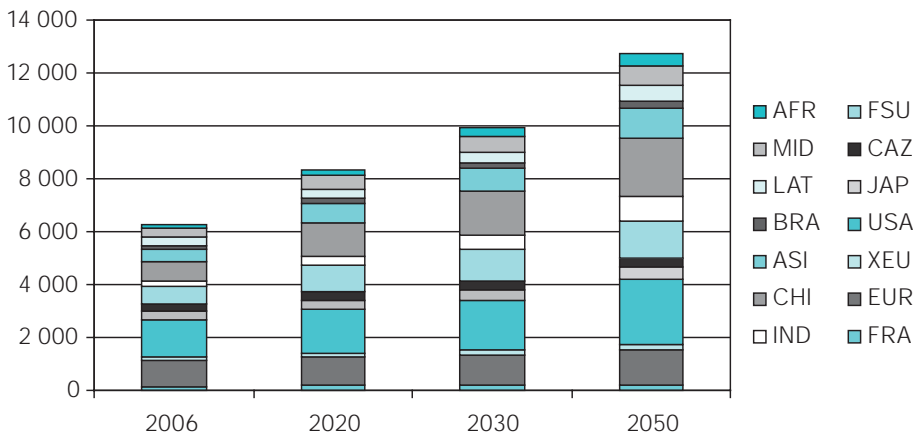
Tableau n° 4 : Croissance du PIB (TCAM)\*

	2006-2015	2015-2030	2030-2050
FRA	2,1 %	1,7 %	1,3 %
EUR	2,3 %	1,8 %	1,4 %
XEU	2,8 %	2,3 %	1,9 %
USA	2,6 %	2,2 %	2,4 %
JAP	1,6 %	1,3 %	1,1 %
CAZ	2,2 %	1,6 %	1,4 %
FSU	4,3 %	2,8 %	1,9 %
IND	7,2 %	5,8 %	4,1 %
CHI	7,7 %	4,9 %	2,6 %
ASI	5,7 %	3,4 %	2,3 %
BRA	3,5 %	2,8 %	2,5 %
LAT	3,8 %	2,8 %	2,1 %
MID	4,9 %	3,4 %	1,9 %
AFR	4,5 %	3,6 %	3,3 %
Monde	3,2 %	2,6 %	2,1 %

(\*) TCAM : taux de croissance annuel moyen.

Source : modèle GEMINI-E3

Graphique n° 1 : Consommation d'énergie finale par région en Mtep\*



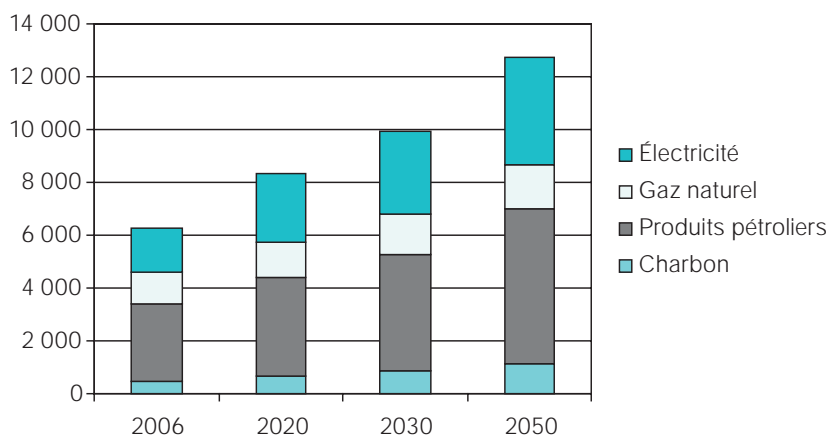
(\*) Hors biomasse et déchets.

Source : modèle GEMINI-E3

Le graphique n° 1 présente l'évolution des consommations d'énergie finale dans le compte de référence. La croissance de ces consommations au niveau mondial ressort à 102 % sur la période 2006 à 2050.

Les consommations mondiales par source d'énergie, qui dépendent des hypothèses concernant l'évolution des prix des énergies, sont présentées dans le graphique n° 2. La croissance globale annuelle moyenne ressort à 1,6 %, pour une croissance du PIB qui est, rappelons-le, de 2,5 %. La consommation de charbon apparaît la plus dynamique, avec une croissance annuelle moyenne de 2,2 % ; viendraient ensuite l'électricité et les produits pétroliers avec des croissances respectives de 2 % et 1,6 % par an. La consommation de gaz naturel n'augmenterait que de 0,8 % par an.

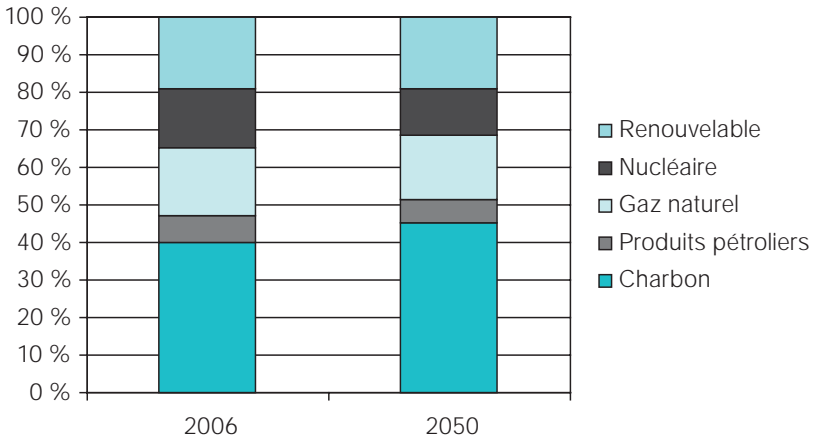
**Graphique n° 2 : Consommation mondiale d'énergie finale par énergie**  
en Mtep



Source : modèle GEMINI-E3

Le graphique n° 3 présente l'évolution du mix énergétique pour la production d'électricité : la contribution de chacune des énergies apparaît relativement stable sur l'ensemble de la période de simulation. La part du charbon passerait de 40 % à 45 % bénéficiant d'une croissance modérée de son prix par rapport aux autres énergies fossiles mais aussi du dynamisme des zones où son usage est important. La part du renouvelable (hydraulique et autres énergies renouvelables) resterait stable et ceci malgré la raréfaction des nouveaux sites de production hydraulique dans les pays industrialisés. La part du nucléaire baisserait principalement du fait de la faible croissance de la consommation d'électricité dans les pays industrialisés où sa part est la plus élevée.

Graphique n° 3 : Mix énergétique de la production d'électricité



Source : modèle GEMINI-E3

Tableau n° 5 : Émissions de gaz à effet de serre en MtCeq

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	149	160	164	166	168
EUR	1 146	1 205	1 260	1 315	1 371
XEU	148	166	182	195	209
USA	1 912	2 126	2 344	2 654	3 011
JAP	335	361	382	414	432
CAZ	369	406	417	432	446
FSU	878	1 012	1 106	1 155	1 191
IND	490	725	1 027	1 335	1 662
CHI	1 509	2 286	2 987	3 458	3 849
ASI	848	1 127	1 308	1 449	1 558
BRA	278	338	372	409	443
LAT	552	719	795	852	893
MID	524	744	875	943	986
AFR	620	811	948	1 135	1 336
Monde	9 759	12 186	14 168	15 913	17 556

Source : modèle GEMINI-E3

Les émissions de gaz à effet de serre atteindraient en 2050 17,6 Gt de carbone-équivalent, soit une augmentation de 80 % sur la période 2006-2050. L'analyse fait apparaître deux groupes de pays distincts :

- les pays industrialisés où une faible croissance conjuguée à des progrès techniques élevés dans le domaine de l'utilisation de l'énergie conduirait à une croissance des émissions de gaz à effet de serre de 0,7 % par an ;
- les pays en développement où la vigueur de la croissance l'emporterait sur les progrès techniques<sup>1</sup>, les émissions augmentant alors de 1,8 % par an.

Le tableau n° 6 donne les émissions de carbone dues à la combustion d'énergie fossile.

**Tableau n° 6 : Émissions de CO<sub>2</sub> en MtC**

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	108	115	122	128	133
EUR	946	1 004	1 070	1 137	1 207
XEU	116	125	140	154	170
USA	1 622	1 777	1 996	2 300	2 653
JAP	310	329	351	384	404
CAZ	264	279	298	320	342
FSU	655	744	842	907	962
IND	317	510	727	961	1 222
CHI	1 055	1 733	2 252	2 646	2 996
ASI	535	741	879	1 002	1 113
BRA	94	110	125	147	169
LAT	296	361	425	483	537
MID	384	533	649	726	786
AFR	238	314	385	492	618
Monde	6 938	8 674	10 261	11 787	13 312

Source : modèle GEMINI-E3

1 – Pourtant supposés plus importants dans les pays en développement compte tenu d'une hypothèse de rattrapage par rapport aux pays industrialisés.

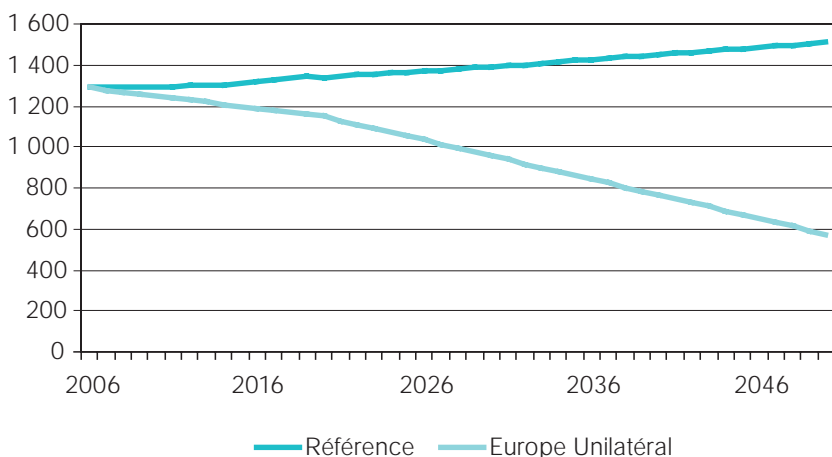
### 3. Scénarios de contrainte des émissions de gaz à effet de serre

Les trois scénarios, le scénario européen unilatéral et les scénarios mondiaux, calés sur des concentrations atmosphériques en 2100 de respectivement 550 ppm et 450 ppm, seront passés en revue.

#### 3.1. Scénario européen unilatéral

Ce scénario est construit sur l'hypothèse que seule l'Union européenne met en œuvre une politique de réduction des émissions de gaz à effet de serre, avec pour objectif une baisse, par rapport au niveau de 1990, de 20 % en 2020 et de 60 % en 2050. Le graphique n° 4 présente l'évolution de cette contrainte par rapport aux émissions du compte de référence.

Graphique n° 4 : Émissions pour l'Europe du compte de référence et du scénario Europe Unilatéral en MtC



Source : modèle GEMINI-E3

Nous supposons que l'Union européenne met en place une taxe sur les émissions de gaz à effet de serre uniforme, la recette de la taxe étant collectée par chacun des pays et redistribuée sous forme de « *lump sum transfer* » de manière à maintenir le solde budgétaire du gouvernement du pays inchangé.

#### Résultats sectoriels : prix du carbone et offre énergétique

Le tableau n° 7 donne l'évolution de la taxe obtenue au cours du temps, laquelle atteindrait 446 € par tonne de CO<sub>2</sub> en 2050<sup>1</sup>.

1 – Cette taxe est calculée par le modèle GEMINI-E3 de manière à atteindre l'objectif de réduction défini dans le graphique n° 4.

**Tableau n° 7 : Taxe sur le CO<sub>2</sub> en euros 2001 – Scénario Europe Unilatéral**

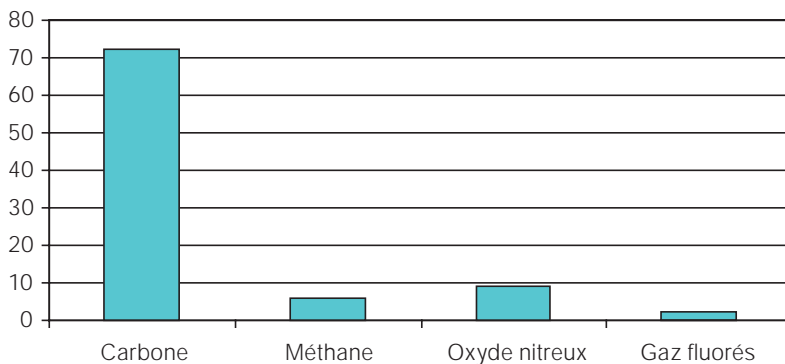
	2010	2020	2030	2040	2050
Taxe sur le carbone	1	25	58	150	446

Source : modèle GEMINI-E3

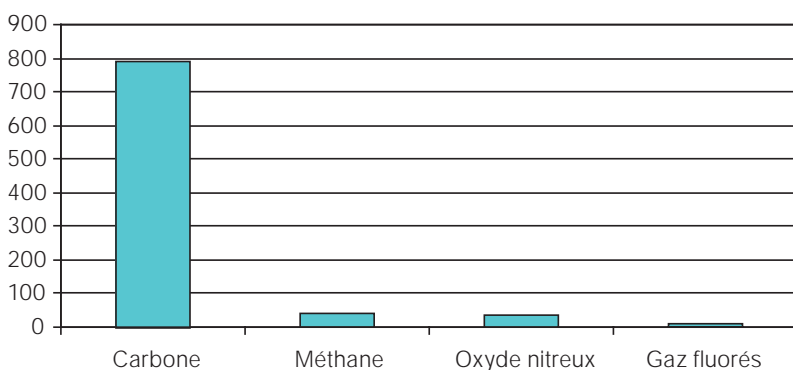
Au niveau mondial, la baisse des émissions de gaz à effet de serre ne ressort en 2050 qu'à 5,3 %, les autres pays augmentant les leurs de 0,25 %. Le graphique n° 5 présente la contribution de chacun des gaz à la réduction constatée en 2050. La part du CO<sub>2</sub> serait majoritaire, représentant 81 % de la baisse pour la France et 90 % pour le reste de l'Union européenne.

**Graphique n° 5 : Contribution des gaz à effet de serre à l'objectif de réduction en 2050**  
en MtCeq

**France**



**Reste de l'Union européenne**

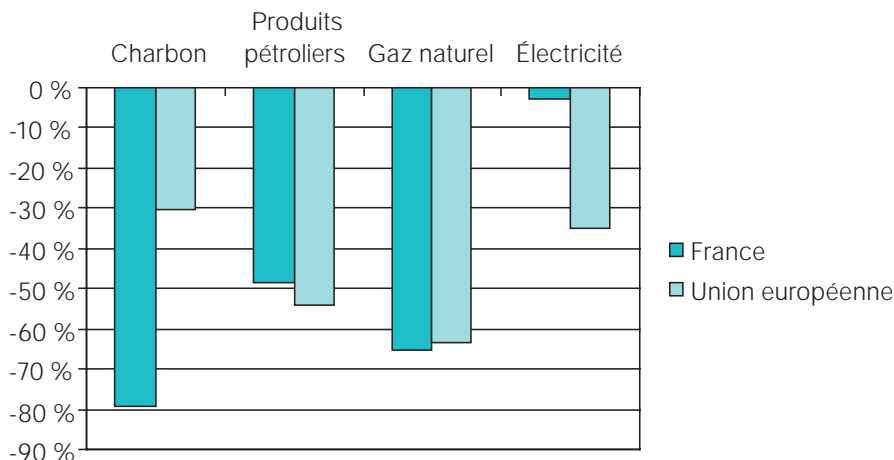


Source : modèle GEMINI-E3



Comme l'illustre le graphique n° 6, toutes les énergies fossiles connaîtraient des baisses importantes de consommation. La baisse de la consommation du charbon serait atténuée par la pénétration de la séquestration dans la production d'électricité, sa consommation diminuerait de 30 % dans l'Union européenne.

**Graphique n° 6 : Variation des consommations d'énergie en 2050 en pourcentage par rapport au compte de référence**

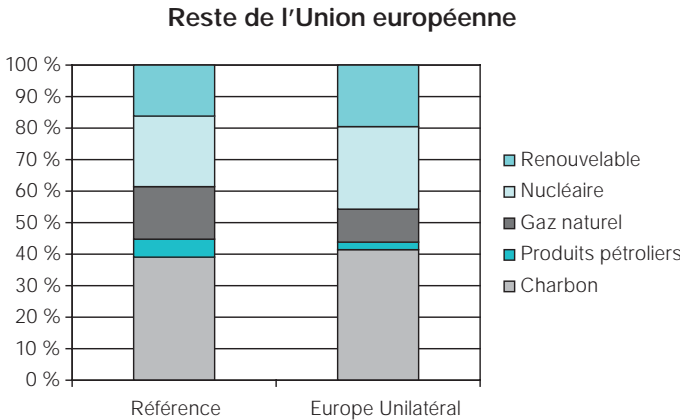
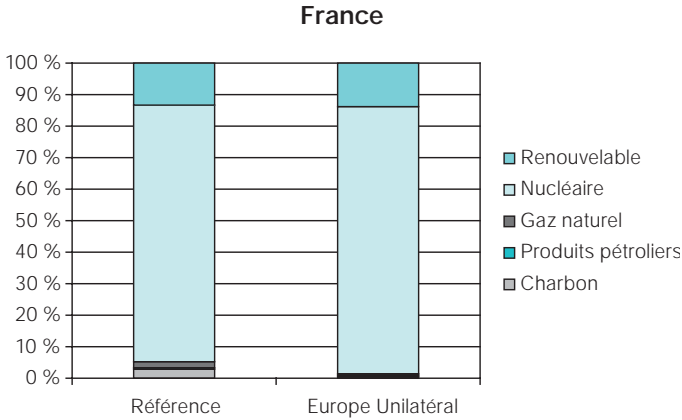


Source : modèle GEMINI-E3

Le gaz naturel serait fortement pénalisé malgré un contenu en carbone faible, mais à cause d'une fiscalité peu élevée qui accentuerait l'impact de la taxe sur le carbone. Enfin, les produits pétroliers seraient affectés de façon moindre que le gaz naturel : ceci s'explique évidemment par les usages spécifiques de ces produits mais aussi par la fiscalité existante sur cette énergie qui limite l'impact de la taxe carbone. L'électricité resterait stable en France, la part importante du nucléaire et des énergies renouvelables limitant l'impact du renchérissement des énergies fossiles. Au contraire, dans le reste de l'Union européenne, même si la part relative de l'électricité augmente, sa variation absolue est négative.

Dans la production d'électricité, la mise en place d'un objectif contraignant sur les émissions de gaz à effet de serre conduit à une utilisation plus importante des renouvelables et du nucléaire. Comme le montre le graphique n° 7, l'exception française perdurerait avec une part du nucléaire toujours élevée. En 2050, le charbon maintiendrait une part de marché importante grâce à la possibilité de séquestration du CO<sub>2</sub>, 76 % de la production d'électricité réalisée avec le charbon ferait l'objet d'une séquestration.

## Graphique n° 7 : Mix énergétique dans la production d'électricité en 2050



Source : modèle GEMINI-E3

### Effets macroéconomiques

Ces effets sont principalement de deux ordres : d'une part, l'impact sur l'activité économique et sur la spécialisation internationale; d'autre part, l'impact sur le coût de bien-être, apprécié tant du point de vue global pour chacun des pays que dans sa répartition par catégorie de ménages, plus précisément par niveau de revenus.

#### *Activité économique et spécialisation internationale*

L'utilisation d'un modèle d'équilibre général calculable, désagrégé et mondial, permet de simuler l'impact de toute politique économique sur l'activité économique, globalement et par secteur, et sur la spécialisation internationale. Les mécanismes à l'œuvre sont relativement prévisibles, mais leur quantification dépend d'un très grand nombre de facteurs, en fait de toutes les hypothèses retenues et des valeurs estimées ou prises pour les paramètres principaux.

Dans la présente version du modèle, établie pour les travaux de la commission du Centre d'analyse stratégique, il est fait de manière très générale l'hypothèse de flexibilité de tous les marchés, de biens et de facteurs, domestiques et internationaux. Il n'y a donc pas de sous-emploi possible des facteurs (chômage en particulier) et la spécialisation internationale s'opère selon les paradigmes classiques, celui des coûts comparatifs (Ricardo) ou de la proportion des facteurs (Heckscher-Ohlin). Il convient néanmoins d'apporter une précision importante : la concurrence sur les marchés internationaux est supposée imparfaite, selon le paradigme dit d'Armington : les biens produits par les différents pays ne sont pas des substituts parfaits, c'est-à-dire que la répartition entre les producteurs est fonction des rapports de prix selon une élasticité de substitution dite d'Armington<sup>1</sup>.

Il est clair par ailleurs qu'avec des hypothèses différentes de fonctionnement des marchés – par exemple une rigidité du taux de salaire et par suite un possible rationnement de l'offre de travail par la demande –, et des contraintes telle l'appartenance à une zone monétaire rendant fixes les taux de change entre les pays membres, les résultats macroéconomiques seraient substantiellement différents<sup>2</sup>.

On doit d'abord s'attendre à une baisse de la production, dans tous les pays concernés par la contrainte carbone et vraisemblablement aussi, par l'effet du commerce international, dans les autres pays. Ceci reflète la baisse d'efficacité économique que provoquent les substitutions imposées par la contrainte nouvelle. La contrepartie de ce « coût » est évidemment l'avantage environnemental, baisse du niveau des émissions de GES et par suite réduction des dommages économiques et sociétaux liés<sup>3</sup>. Les résultats obtenus dans le présent scénario confirment cette conjecture, comme le montre le tableau n° 8.

L'impact est évidemment beaucoup plus fort pour les pays européens que pour les autres, supposés non soumis à des contraintes ou engagements de réduction des émissions de GES. Globalement, le PIB mondial baisse à l'horizon 2050 de moins de 1 %.

La baisse des échanges extérieurs est sensiblement plus élevée, et affecte l'ensemble des pays du monde, comme le montrent les tableaux n° 9 et 10. Elle reflète une contraction du commerce international dont la source principale se trouve dans la forte diminution des consommations d'énergie fossile et des importations liées.

1 – Cette hypothèse de concurrence imparfaite reflète principalement deux mécanismes économiques : d'une part, la (relative) protection de chaque marché intérieur que procure l'éloignement des centres de production étrangers (coûts de transport et autres coûts logistiques et de transaction); d'autre part, le caractère hétérogène de chaque production nationale. Au niveau de désagrégation retenu, un bien donné (celui de la branche agriculture par exemple) recouvre un ensemble de produits très différents d'un pays à l'autre.

2 – Voir les différents travaux et simulations effectués avec la version GEMINI-EMU du modèle, en particulier sur la TVA sociale.

3 – La mise en œuvre de la politique environnementale pourrait dans certain cas améliorer l'efficacité économique, notamment quand elle corrige des distorsions préexistantes (« double dividende »). On obtient en particulier ce résultat dans le cas de rigidité du marché du travail, lorsque les recettes environnementales sont utilisées pour corriger ou compenser les effets de cette rigidité.

**Tableau n° 8 : Variation relative du PIB en volume selon les années**

	2020	2030	2040	2050
FRA	- 0,8 %	- 1,3 %	- 2,1 %	- 3,2 %
EUR	- 0,7 %	- 1,4 %	- 2,5 %	- 3,9 %
XEU	0,0 %	0,0 %	- 0,1 %	- 0,2 %
USA	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
JAP	0,0 %	0,0 %	0,1 %	0,1 %
CAZ	0,0 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %
FSU	0,1 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %
IND	0,1 %	0,3 %	- 0,1 %	- 0,5 %
CHI	0,2 %	- 0,1 %	- 0,2 %	- 0,1 %
ASI	0,0 %	- 0,1 %	- 0,2 %	- 0,3 %
BRA	0,0 %	0,0 %	- 0,1 %	- 0,2 %
LAT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	- 0,1 %
MID	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %
AFR	0,1 %	0,1 %	0,0 %	- 0,1 %
Monde	- 0,1 %	- 0,3 %	- 0,5 %	- 0,7 %

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 9 : Variation relative des importations par pays en volume**

	2020	2030	2040	2050
FRA	- 1,0 %	- 1,4 %	- 2,9 %	- 5,2 %
EUR	- 0,5 %	- 0,7 %	- 1,8 %	- 3,5 %
XEU	- 2,3 %	- 3,5 %	- 5,0 %	- 6,7 %
USA	- 0,6 %	- 1,1 %	- 1,9 %	- 2,9 %
JAP	- 0,9 %	- 1,5 %	- 2,8 %	- 4,7 %
CAZ	- 0,8 %	- 1,3 %	- 1,9 %	- 2,9 %
FSU	- 3,6 %	- 4,5 %	- 2,9 %	- 0,8 %
IND	- 1,0 %	- 1,7 %	- 3,2 %	- 5,2 %
CHI	- 1,0 %	- 1,6 %	- 3,0 %	- 5,0 %
ASI	- 0,9 %	- 1,5 %	- 2,8 %	- 4,5 %
BRA	- 1,1 %	- 2,0 %	- 3,3 %	- 5,0 %
LAT	- 0,9 %	- 1,5 %	- 2,0 %	- 2,6 %
MID	- 2,2 %	- 3,1 %	- 2,6 %	- 2,0 %
AFR	- 2,7 %	- 3,7 %	- 4,2 %	- 4,7 %
Monde	- 1,0 %	- 1,5 %	- 2,4 %	- 3,8 %

Source : modèle GEMINI-E3

Tableau n° 10 : Variation relative des exportations par pays en volume

	2020	2030	2040	2050
FRA	- 2,4 %	- 3,7 %	- 5,5 %	- 8,1 %
EUR	- 2,5 %	- 3,8 %	- 5,2 %	- 7,0 %
XEU	- 0,9 %	- 1,5 %	- 2,7 %	- 4,2 %
USA	- 0,3 %	- 0,5 %	- 1,0 %	- 1,8 %
JAP	- 0,5 %	- 0,8 %	- 1,4 %	- 2,2 %
CAZ	- 0,3 %	- 0,6 %	- 1,1 %	- 2,0 %
FSU	0,4 %	1,1 %	0,6 %	- 0,9 %
IND	- 0,3 %	- 0,7 %	- 0,5 %	- 0,6 %
CHI	- 0,3 %	- 0,5 %	- 1,3 %	- 2,1 %
ASI	- 0,4 %	- 0,7 %	- 1,3 %	- 2,3 %
BRA	- 0,4 %	- 0,8 %	- 1,6 %	- 2,7 %
LAT	- 0,2 %	- 0,4 %	- 1,0 %	- 1,9 %
MID	- 0,5 %	- 0,5 %	- 1,2 %	- 2,3 %
AFR	- 0,4 %	- 0,4 %	- 1,1 %	- 2,4 %
Monde	- 0,9 %	- 1,4 %	- 2,1 %	- 3,3 %

Source : modèle GEMINI-E3

La mise en œuvre de la politique de changement climatique affecte également les conditions de l'échange entre les pays, qui transitent par les taux de change (réels) et se manifestent par les termes de l'échange, représentés dans le tableau n° 11 par la variation relative du prix des exportations et des importations (il y a gain des termes de l'échange si la variation est positive).

La modification de la structure de la demande, dans chaque pays et au niveau international, se répercute sur la structure de l'offre, en termes de production et de facteurs mis en œuvre, comme le montrent les tableaux n° 12 à 14 relatifs à la France<sup>1</sup> (hors énergie, traitée précédemment).

1 - Les chiffres des trois tableaux représentent le taux de variation dans la branche considérée corrigé de la variation correspondante de l'ensemble de l'économie.

**Tableau n° 11 : Termes de l'échange pour les différents pays/régions**

	2020	2030	2040	2050
FRA	1,5 %	2,3 %	2,6 %	3,0 %
EUR	2,0 %	3,1 %	3,5 %	3,7 %
XEU	- 1,2 %	- 1,8 %	- 2,1 %	- 2,2 %
USA	- 0,3 %	- 0,5 %	- 0,9 %	- 1,3 %
JAP	- 0,4 %	- 0,6 %	- 1,3 %	- 2,2 %
CAZ	- 0,5 %	- 0,7 %	- 0,8 %	- 0,9 %
FSU	- 3,4 %	- 4,8 %	- 2,9 %	0,4 %
IND	- 0,5 %	- 0,8 %	- 2,4 %	- 4,3 %
CHI	- 0,4 %	- 0,9 %	- 1,4 %	- 2,1 %
ASI	- 0,4 %	- 0,7 %	- 1,3 %	- 2,0 %
BRA	0,5 %	1,0 %	1,1 %	1,3 %
LAT	- 0,7 %	- 1,0 %	- 0,9 %	- 0,7 %
MID	- 1,6 %	- 2,6 %	- 1,4 %	0,4 %
AFR	- 2,2 %	- 3,2 %	- 3,0 %	- 2,2 %

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 12 : Variation de la structure de la production par branche**

	2020	2030	2040	2050
Agriculture	- 3,7 %	- 5,0 %	- 9,1 %	- 17,9 %
Sylviculture	0,4 %	0,8 %	2,5 %	4,7 %
Produits minéraux	- 1,5 %	- 2,2 %	- 3,3 %	- 4,4 %
Chimie	- 2,1 %	- 2,3 %	- 3,7 %	- 6,0 %
Sidérurgie	- 0,2 %	0,7 %	1,5 %	3,6 %
Papier et carton	- 0,2 %	- 0,2 %	- 0,7 %	- 1,1 %
Autres transports	- 2,7 %	- 4,8 %	- 8,1 %	- 12,1 %
Transport maritime	- 4,7 %	- 7,8 %	- 12,3 %	- 17,1 %
Transport aérien	- 7,8 %	- 13,6 %	- 22,2 %	- 31,3 %
Biens de consommation	- 0,8 %	- 1,1 %	- 2,2 %	- 5,4 %
Biens d'équipement	0,2 %	0,2 %	1,0 %	2,3 %
Services	0,9 %	1,3 %	1,9 %	2,7 %
Logement	2,3 %	3,6 %	5,4 %	7,7 %

Source : modèle GEMINI-E3

Tableau n° 13 : Variation de l'emploi par branche en volume

	2020	2030	2040	2050
Agriculture	- 3,3 %	- 4,7 %	- 8,6 %	- 16,8 %
Sylviculture	0,1 %	0,2 %	1,3 %	3,0 %
Produits minéraux	- 0,9 %	- 1,0 %	- 1,3 %	- 1,0 %
Chimie	- 1,7 %	- 1,9 %	- 2,8 %	- 4,2 %
Sidérurgie	0,1 %	1,4 %	2,7 %	5,9 %
Papier et carton	- 0,3 %	- 0,4 %	- 0,7 %	- 1,0 %
Autres transports	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,3 %
Transport maritime	- 0,1 %	0,2 %	1,5 %	3,8 %
Transport aérien	- 3,1 %	- 5,6 %	- 9,1 %	- 12,9 %
Biens de consommation	- 0,7 %	- 1,1 %	- 2,0 %	- 4,3 %
Biens d'équipement	- 0,1 %	- 0,4 %	0,2 %	1,2 %
Services	0,4 %	0,6 %	0,8 %	1,1 %
Logement	1,8 %	2,7 %	3,7 %	5,0 %

Source : modèle GEMINI-E3

Tableau n° 14 : Variation de la structure du capital par branche en volume

	2020	2030	2040	2050
Agriculture	- 4,6 %	- 5,3 %	- 8,9 %	- 16,7 %
Sylviculture	- 0,4 %	- 0,4 %	0,6 %	2,1 %
Produits minéraux	- 1,7 %	- 1,6 %	- 2,0 %	- 1,8 %
Chimie	- 2,7 %	- 2,4 %	- 3,4 %	- 4,8 %
Sidérurgie	- 0,6 %	1,1 %	1,9 %	4,7 %
Papier et carton	- 0,7 %	- 0,7 %	- 1,4 %	- 1,9 %
Autres transports	- 0,8 %	- 0,7 %	- 0,7 %	- 0,6 %
Transport maritime	- 1,7 %	- 0,4 %	0,8 %	2,9 %
Transport aérien	- 5,7 %	- 6,4 %	- 9,7 %	- 13,3 %
Biens de consommation	- 1,2 %	- 1,5 %	- 2,5 %	- 4,8 %
Biens d'équipement	- 0,5 %	- 0,9 %	- 0,5 %	0,4 %
Services	0,3 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %
Logement	1,4 %	2,2 %	3,0 %	3,9 %

Source : modèle GEMINI-E3

Les secteurs les plus atteints sont le transport aérien et l'agriculture, qui sont les plus importants émetteurs de gaz à effet de serre (autres gaz que le CO<sub>2</sub> pour l'agriculture, notamment l'élevage). Le secteur de l'habitat est bénéficiaire, ainsi que les services mais dans une moindre proportion.

La variation de la structure de production des différents pays a pour corollaire un changement soit dans la structure des échanges internationaux, soit de la spécialisation des différents pays. En particulier les tableaux n° 15 et 16 montrent la modification de la structure du commerce extérieur de la France<sup>1</sup>. Les branches les plus touchées, aussi bien dans les importations que les exportations, sont le transport aérien et l'agriculture, ce qui est cohérent avec les évolutions de la structure de la production décrites précédemment.

**Tableau n° 15 : Modification de la structure des exportations de la France**

	2020	2030	2040	2050
Agriculture	- 7,9 %	- 11,8 %	- 22,3 %	- 42,8 %
Sylviculture	3,1 %	3,6 %	5,8 %	8,2 %
Produits minéraux	- 0,5 %	- 0,8 %	- 1,6 %	- 1,8 %
Chimie	- 1,5 %	- 1,0 %	- 1,7 %	- 3,5 %
Sidérurgie	1,9 %	3,9 %	5,5 %	8,8 %
Papier et carton	0,4 %	0,5 %	0,3 %	0,5 %
Autres transports	- 5,1 %	- 8,7 %	- 13,7 %	- 18,9 %
Transport maritime	- 3,2 %	- 5,5 %	- 8,7 %	- 11,8 %
Transport aérien	- 10,8 %	- 18,4 %	- 28,5 %	- 38,4 %
Biens de consommation	0,4 %	0,4 %	0,1 %	- 1,3 %
Biens d'équipement	1,3 %	1,8 %	3,5 %	6,0 %
Services	2,4 %	3,6 %	5,5 %	8,4 %

Source : modèle GEMINI-E3

1 – Comme précédemment, les chiffres des deux tableaux représentent le taux de variation du volume d'échange du bien considéré corrigé de la variation de l'ensemble des échanges correspondants du pays.



Tableau n° 16 : Modification de la structure des importations de la France

	2020	2030	2040	2050
Agriculture	- 3,6 %	- 6,6 %	- 15,4 %	- 31,8 %
Sylviculture	0,7 %	- 0,7 %	- 5,8 %	- 12,6 %
Produits minéraux	1,6 %	1,9 %	2,6 %	3,3 %
Chimie	- 0,8 %	- 0,8 %	- 1,5 %	- 3,2 %
Sidérurgie	0,4 %	- 0,7 %	- 0,7 %	- 1,0 %
Papier et carton	0,9 %	0,8 %	1,1 %	1,1 %
Autres transports	- 2,2 %	- 3,8 %	- 6,0 %	- 8,3 %
Transport maritime	- 3,9 %	- 6,5 %	- 9,6 %	- 12,4 %
Transport aérien	- 6,9 %	- 12,0 %	- 19,3 %	- 26,7 %
Biens de consommation	1,5 %	1,9 %	1,9 %	2,4 %
Biens d'équipement	1,0 %	1,6 %	2,1 %	3,1 %
Services	0,9 %	1,3 %	2,4 %	4,4 %

Source : modèle GEMINI-E3

Les modifications dans la spécialisation internationale apparaissent plus clairement dans l'évolution des soldes extérieurs, ci-dessous rapportés à la production. Les secteurs agricole et forestier préservent leurs excédents – ainsi que les industries métalliques – tandis que le transport international, maritime comme aérien, perdrait des parts de marché importantes.

Tableau n° 17 : Variation du solde extérieur rapporté à la production

	2020	2030	2040	2050
Agriculture	- 0,9 %	- 1,0 %	- 0,5 %	0,5 %
Sylviculture	0,1 %	0,4 %	1,9 %	4,1 %
Produits minéraux	- 0,9 %	- 1,2 %	- 1,6 %	- 1,8 %
Chimie	- 1,1 %	- 1,2 %	- 1,4 %	- 1,6 %
Sidérurgie	0,0 %	0,9 %	1,5 %	3,1 %
Papier et carton	- 0,3 %	- 0,4 %	- 0,4 %	- 0,2 %
Autres transports	- 0,9 %	- 1,5 %	- 2,3 %	- 3,4 %
Transport maritime	- 4,9 %	- 8,0 %	- 12,3 %	- 17,2 %
Transport aérien	- 5,3 %	- 9,1 %	- 14,2 %	- 19,5 %
Biens de consommation	- 0,9 %	- 1,3 %	- 1,3 %	- 1,6 %
Biens d'équipement	- 0,5 %	- 0,9 %	- 0,6 %	0,1 %

Source : modèle GEMINI-E3

## Coût de bien-être

Plusieurs indicateurs agrégés peuvent être utilisés pour exprimer le coût d'une politique : la variation du PIB en volume, la variation de la consommation des ménages en volume, enfin le surplus des consommateurs. Ils donnent des résultats différents, avec une « hiérarchie » relativement prévisible : la variation de la consommation en volume est en général supérieure à la variation du PIB, mais est elle-même inférieure au surplus du consommateur, comme le fait apparaître le tableau n° 18 :

**Tableau n° 18 : Mesures du coût de bien-être**

	2020	2030	2040	2050
<i>France</i>				
Var., PIB	- 0,80 %	- 1,26 %	- 2,11 %	- 3,18 %
Var., Conso., Ménages	- 0,65 %	- 1,06 %	- 2,36 %	- 4,10 %
Surplus/Conso., Ménages	- 0,18 %	- 0,50 %	- 1,93 %	- 4,19 %
<i>Autres pays de l'UE</i>				
Var., PIB	- 0,73 %	- 1,42 %	- 2,47 %	- 3,94 %
Var., Conso., Ménages	- 0,58 %	- 1,34 %	- 2,91 %	- 5,28 %
Surplus/Conso., Ménages	0,02 %	- 0,57 %	- 2,21 %	- 5,19 %

Source : modèle GEMINI-E3

Le surplus – exprimé ici à partir de la variation compensatrice du revenu<sup>1</sup> – est à l'évidence *la mesure la plus pertinente du coût de bien-être puisque, par construction, elle prend en compte l'incidence de la variation de la structure des prix, qui est l'effet premier de la politique de changement climatique*, alors que les deux autres indicateurs sont par définition mesurés à prix constants. Le coût de bien-être ainsi obtenu est élevé, à la mesure de l'effort d'abattement des émissions de GES demandé. Il est plus élevé pour les autres pays européens que pour la France.

Il est également important de pouvoir apprécier la répartition de ce coût entre les différentes catégories de ménages, en particulier selon leur niveau de revenu. Une telle évaluation requiert des données d'enquêtes récentes sur le consommateur, et sur la variation de la structure de ses dépenses en fonction de ce revenu. Ces données n'existent que de manière lacunaire en France, mais avec un grand détail et sur un grand intervalle de temps pour les États-Unis (enquête *Consumer Expenditure Survey* du Bureau of Labor Statistics). Un exercice a été effectué en supposant que la structure de la consommation des ménages français, plus précisément sa déformation avec l'augmentation du niveau de revenu, était comparable à celle des ménages américains. On peut alors calculer un effet différentiel, écart du coût de bien-être (rapporté à la consommation totale) pour chaque niveau de revenu par rapport au revenu moyen de l'ensemble des

1 – Variation du revenu qui, dans le cas d'une modification des prix à la consommation, laisserait l'utilité inchangée. Le surplus est alors égal à la variation effective de revenu moins la variation compensatrice de revenu.

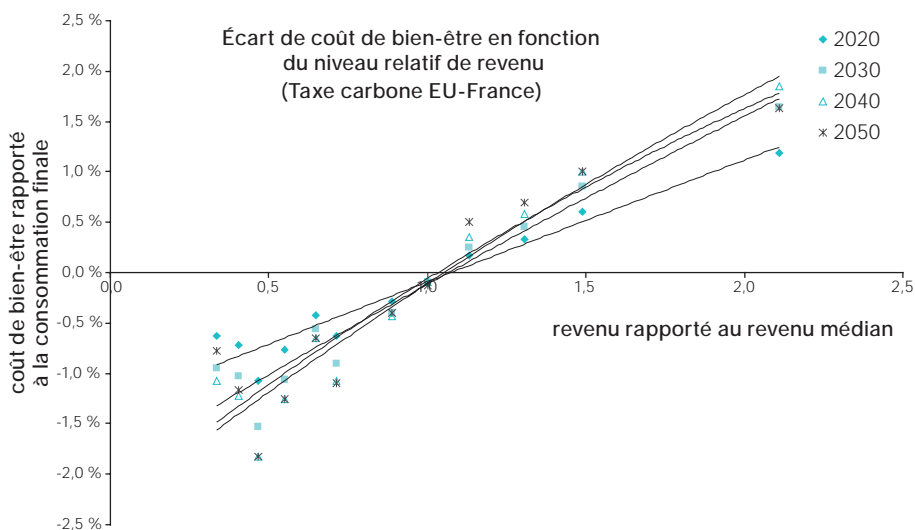
ménages. Le graphique n° 8 représente, pour la France et les autres pays de l'Union européenne, et pour différentes années, cet écart différentiel en fonction du revenu relatif (revenu rapporté au revenu médian).

Comme le calcul du surplus global, la détermination de l'effet différentiel prend en compte les deux facteurs qui affectent le bien-être du ménage considéré :

- d'une part, l'effet de l'augmentation des prix de l'énergie. Il pénalise davantage les ménages à revenus modestes que les ménages à revenus élevés, car ces derniers consacrent un plus faible pourcentage de leur budget aux consommations d'énergie, dans le secteur résidentiel comme pour l'usage de la voiture individuelle ;
- d'autre part, l'effet du progrès technique et de l'amélioration de l'efficacité énergétique. En diminuant le coût de l'usage, l'amélioration de l'efficacité énergétique compense l'effet prix et donc bénéficie davantage aux ménages modestes qu'aux ménages à revenus élevés.

Le total de ces deux effets dépend de leur importance respective. Les résultats du scénario montrent que le second est légèrement prédominant, et que par suite la politique globale de changement climatique, taxation du carbone et réalisation des investissements permettant d'adapter les parcs (de logements, de véhicules) à des normes d'efficacité énergétique rentables, a plutôt des effets redistributifs favorables.

**Graphique n° 8 : Coût de bien-être – Scénario Europe Unilatéral**



Sources : base de données CONSUMHATTAN : Alain Bernard, "Households' Demand for Energy: Update to Year 2006 of the Econometric Estimations Based on the American Consumer Expenditure Survey", Communication to the TOCSIN Seminar held in Venice, mars 2008

### 3.2. Scénarios de contrainte globale

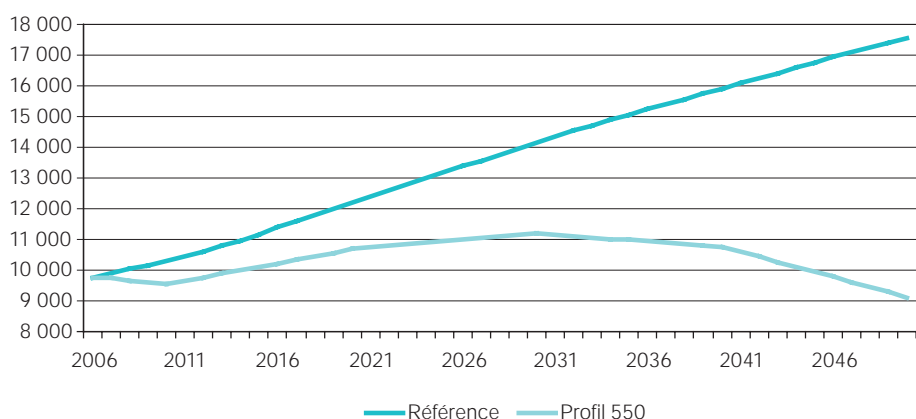
Nous supposons dans ces deux scénarios la mise en œuvre d'une taxe uniforme du CO<sub>2</sub>eq au niveau mondial, pour tous les agents et pour tous les gaz, fixée de manière à atteindre une contrainte globale d'émissions en 2050. Cette contrainte est calée sur un profil temporel d'émissions cohérent avec un objectif de concentration atmosphérique en 2100 (respectivement 550 ppm et 450 ppm).

Le scénario admet – mais pour les seuls pays européens qui se fixent des engagements spécifiques de réduction des émissions<sup>1</sup> – le recours aux mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto (par exemple avec le financement dans les pays tiers, en particulier dans les pays en développement, d'opérations permettant de réduire leurs émissions). Les pays membres de l'Union européenne ont alors la possibilité pour remplir leurs engagements d'acquiescer – directement ou indirectement – et au-delà de leurs propres abattements, des permis auprès des autres pays ou régions. L'hypothèse retenue est que les quantités vendues par les pays non européens sont proportionnelles aux émissions de ces pays dans le scénario de référence. Ce mécanisme ne change pas de manière significative le prix d'équilibre du carbone mais le coût de bien-être des pays européens est alors alourdi des transferts financiers liés à ces achats, celui des autres pays allégé d'autant. Du fait qu'il n'est pas pris en compte de contraintes ou d'engagements spécifiques de la part des autres pays, l'hypothèse implicite est que leurs engagements sont ceux qui résultent de la fixation d'un prix du carbone unifié au niveau mondial.

#### Scénario 550 ppm

La contrainte d'émission introduite est présentée dans le graphique n° 9, calculée à partir des profils d'émission fournis par le Laboratoire d'économie de la production et de l'intégration internationale (LEPII) [12].

Graphique n° 9 : Profil d'émissions 550 en MtC équivalent



Source : modèle GEMINI-E3 et données modèle POLES (LEPII)

1 – Soit en 2020 une baisse de 30 % de leurs émissions par rapport à l'année 1990 et une baisse de 80 % en 2050 toujours par rapport aux émissions de 1990.

Dans le cadre de ce scénario, le prix du carbone serait faible sur la période 2010-2030, puis augmenterait significativement pour atteindre 62 euros en 2050.

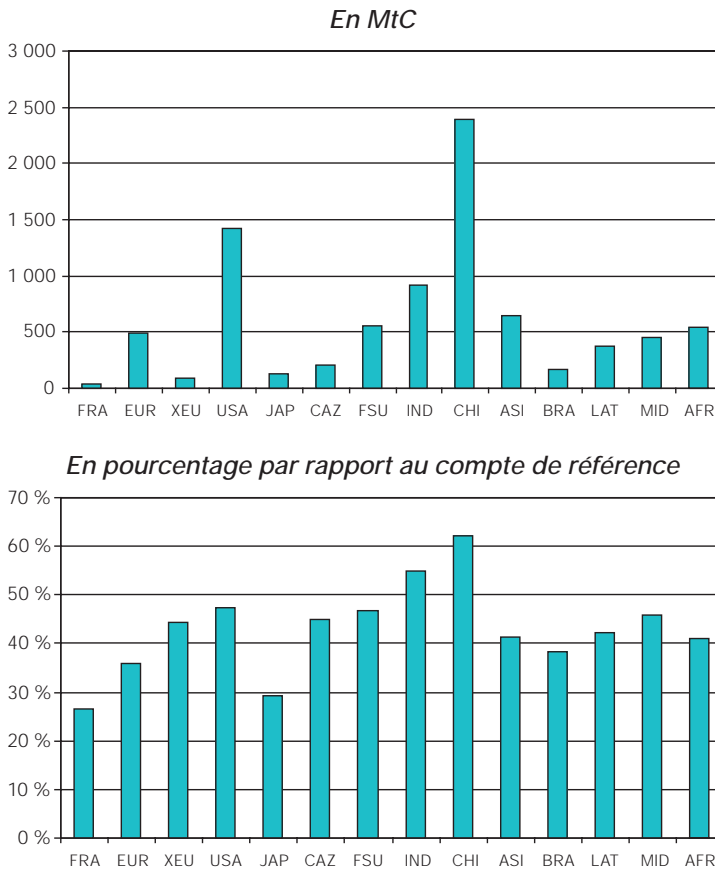
**Tableau n° 19 : Prix du CO<sub>2</sub> en euros 2001 – Scénario 550**

	2010	2020	2030	2040	2050
Prix du permis de carbone	2	4	10	20	62

Source : modèle GEMINI-E3

Le graphique n° 10 donne les contributions de chacune des régions du monde à l'abattement en 2050 : l'Union européenne représenterait seulement 6 % de cet abattement mondial, contre 17 % et 28 % respectivement pour les États-Unis et la Chine. En 2050, les réductions de GES de la France et du reste de l'Union européenne seraient respectivement de 26 % et de 36 %, les achats de permis seraient donc pour cette même année de 93 et 621 MtC équivalent.

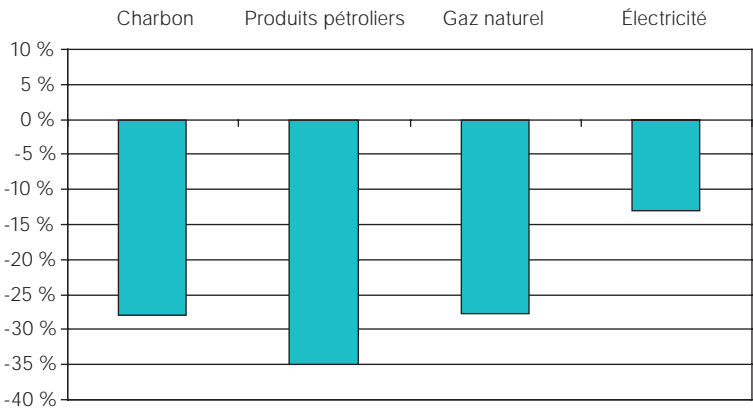
**Graphique n° 10 : Baisse des émissions de gaz à effet de serre en 2050 – Scénario 550**



Source : modèle GEMINI-E3

Au niveau des énergies, la consommation de produits pétroliers serait fortement pénalisée avec une baisse de consommation de 35 % ; viendrait ensuite le gaz naturel et le charbon avec une baisse d'environ 28 %, l'électricité verrait sa consommation baisser de 13 %.

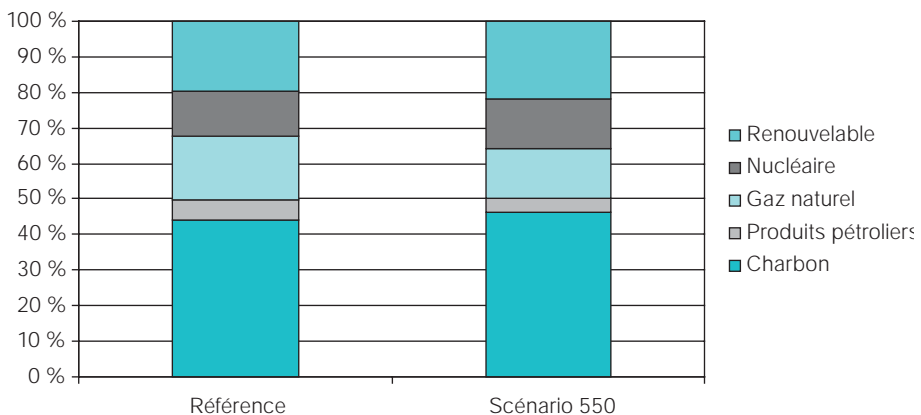
**Graphique n° 11 : Variation des consommations d'énergie mondiale en 2050 en pourcentage par rapport au compte de référence – Scénario 550**



Source : modèle GEMINI-E3

Concernant le mix énergétique de la production d'électricité, la mise en place d'une taxe sur le carbone conduirait à une diminution de la part des produits pétroliers et du gaz naturel mais à une augmentation de la part des renouvelables et dans une moindre mesure du nucléaire. La part du charbon augmenterait très légèrement due à la mise en place, dans la seconde période de simulation, de centrales avec capture et séquestration du CO<sub>2</sub>.

**Graphique n° 12 : Mix énergétique dans la production d'électricité en 2050  
Compte de référence et scénario 550**



Source : modèle GEMINI-E3

Les impacts macroéconomiques de ce scénario sont présentés dans le tableau n° 20. Les zones qui subiraient la perte la plus importante sont les pays exportateurs d'énergie : le Moyen-Orient et l'ex-URSS auraient des pertes de surplus évaluées respectivement à - 13 % et - 6,5 % de la consommation des ménages. L'Afrique et l'Amérique latine subiraient elles aussi des pertes importantes, en partie dues à la présence de pays exportateurs d'énergie dans ces deux zones. Pour l'Europe et la France, la perte serait bien moindre que dans le scénario Europe Unilatéral, grâce à l'achat massif de permis à bas coûts. Leur perte de surplus serait environ divisée par 1,5. Pour les autres zones les pertes sont limitées, et la perte mondiale est évaluée à 2 % de la consommation des ménages.

**Tableau n° 20 : Impacts macroéconomiques en 2050 – Scénario 550**

	Variation du PIB	Surplus en pourcentage de la consommation
FRA	- 0,8 %	- 2,9 %
EUR	- 0,9 %	- 3,4 %
XEU	- 1,1 %	- 4,5 %
USA	- 0,3 %	- 0,6 %
JAP	- 0,5 %	- 0,3 %
CAZ	- 0,2 %	- 1,5 %
FSU	- 3,0 %	- 6,5 %
IND	- 1,8 %	- 0,5 %
CHI	- 1,5 %	- 1,2 %
ASI	- 1,2 %	0,3 %
BRA	- 1,2 %	- 1,5 %
LAT	- 0,6 %	- 2,7 %
MID	- 2,3 %	- 13,3 %
AFR	- 1,7 %	- 6,6 %
Monde	- 0,9 %	- 2,0 %

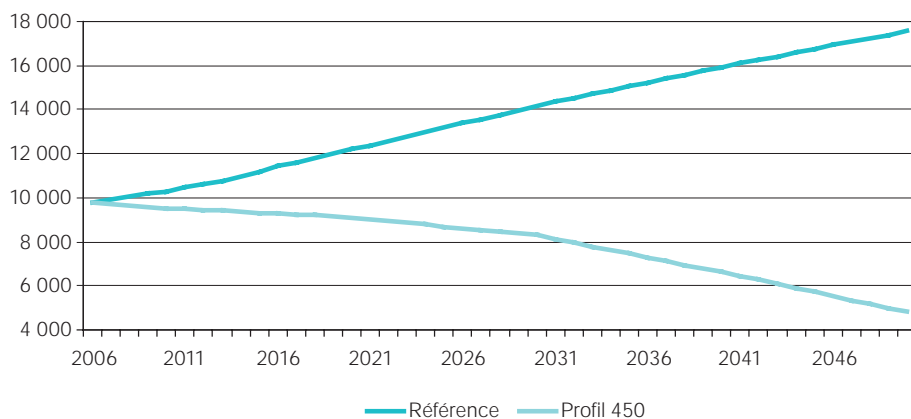
Source : modèle GEMINI-E3

### Scénario 450 ppm

Nous introduisons une contrainte plus forte correspondant au scénario 450 ppm dont le profil fourni par le LEPII est représenté dans le graphique n° 13.

La contrainte plus forte sur les émissions de gaz à effet de serre se répercute bien évidemment sur le prix du CO<sub>2</sub>, sa valeur étant de 13 € en 2020 et atteignant 339 € en 2050.

**Graphique n° 13 : Profil d'émissions 450 en MtC équivalent**



Source : modèle GEMINI-E3 et données modèle POLES (LEPII)

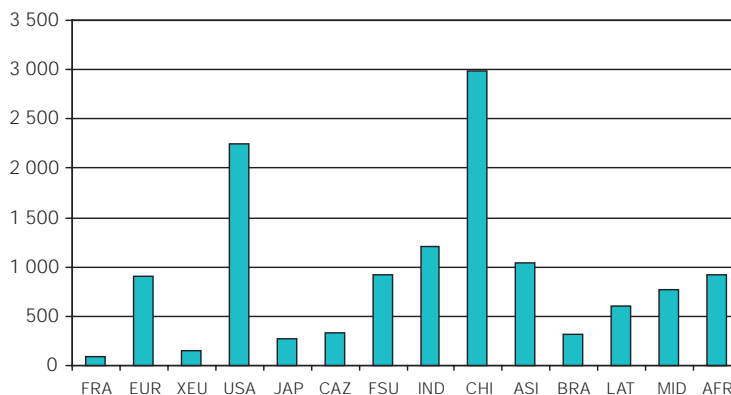
**Tableau n° 21 : Prix du CO<sub>2</sub> en euros 2001 – Scénario 450**

	2010	2020	2030	2040	2050
Prix du permis de carbone	5	13	42	122	339

Source : modèle GEMINI-E3

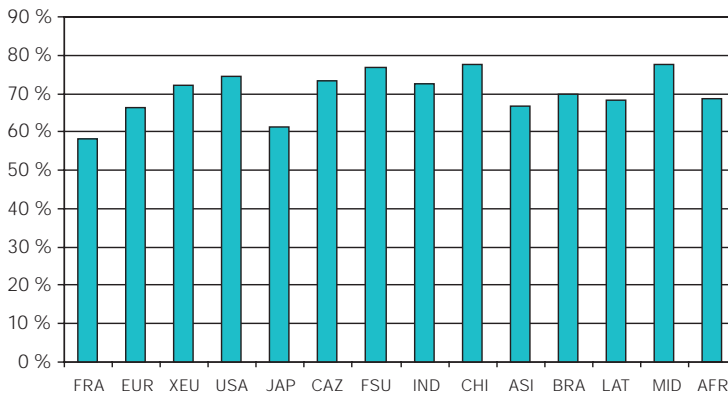
Le graphique n° 14 donne les contributions de chacune des régions à l'abattement en 2050. En pourcentage, les contributions seraient assez proches, la France baisserait ses émissions de 58 % et le reste de l'Union européenne de 66 %. Compte tenu de leurs engagements, ces deux pays achèteraient en 2050 respectivement 39 et 203 millions de tonnes de carbone équivalent.

**Graphique n° 14 : Baisse des émissions de gaz à effet de serre en 2050**  
Scénario 450  
en MtC





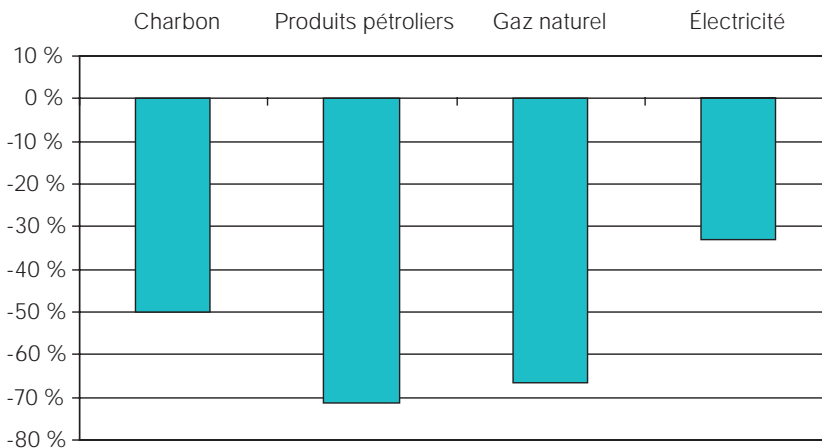
En pourcentage par rapport au compte de référence



Source : modèle GEMINI-E3

Bien évidemment les énergies fossiles seraient fortement pénalisées, mais au niveau mondial la séquestration des émissions de CO<sub>2</sub> pour la production d'électricité à base de charbon permettrait de limiter la baisse de la consommation de charbon à 50 %. Au contraire, les produits pétroliers et le gaz naturel verraient leur consommation baisser de respectivement 71 % et 66 %. La consommation d'électricité au niveau mondiale baisserait de plus de 33 %.

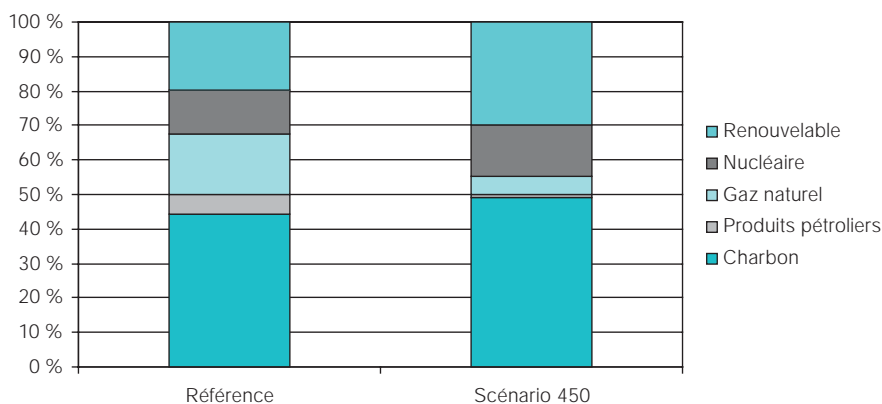
Graphique n° 15 : Variation des consommations d'énergie mondiale en 2050 en pourcentage par rapport au compte de référence – Scénario 450



Source : modèle GEMINI-E3

Le graphique n° 16 présente le mix énergétique en 2050, la part du renouvelable verrait sa contribution passer de 20 % à 30 %. Le gaz naturel et surtout les produits pétroliers connaîtraient une forte baisse de leur contribution, le charbon grâce à la séquestration verrait sa contribution très légèrement augmenter.

**Graphique n° 16 : Mix énergétique dans la production d'électricité en 2050**  
Compte de référence et scénario 450



Source : modèle GEMINI-E3

Le coût macroéconomique d'une telle politique serait très élevé. Au niveau mondial, la perte de surplus est évaluée à 15 % de la consommation des ménages. Au niveau des régions, les disparités de coût seraient importantes. Les pays exportateurs d'énergie supporteraient un coût élevé. Pour la France et le reste de l'Union européenne, le coût est proche du coût mondial avec une perte de surplus évaluée respectivement à 12 % et 11 % de la consommation des ménages.

**Tableau n° 22 : Impacts macroéconomiques en 2050 – Scénario 450**

	Variation du PIB	Surplus en pourcentage de la consommation
FRA	- 3,9 %	- 11,8 %
EUR	- 4,1 %	- 10,6 %
XEU	- 5,8 %	- 15,4 %
USA	- 1,7 %	- 7,9 %
JAP	- 2,4 %	- 7,0 %
CAZ	- 2,8 %	- 11,8 %
FSU	- 18,8 %	- 34,2 %
IND	- 9,0 %	- 21,6 %
CHI	- 8,1 %	- 17,1 %
ASI	- 6,3 %	- 14,5 %
BRA	- 6,3 %	- 21,4 %
LAT	- 4,0 %	- 11,7 %
MID	- 14,7 %	- 60,8 %
AFR	- 11,1 %	- 47,2 %
Monde	- 4,9 %	- 14,6 %

Source : modèle GEMINI-E3

## 4. Scénarios de prix élevés des énergies

L'hypothèse d'un prix élevé de l'énergie a été testée en variante par rapport à l'hypothèse centrale de prix. Un nouveau compte de référence a été établi, sur la base duquel ont été simulés les scénarios Europe Unilatéral et 450 ppm.

### 4.1. Le nouveau compte de référence

Nous retenons dorénavant des valeurs élevées de prix des énergies, conformément aux hypothèses fixées par le Centre d'analyse stratégique dans son scénario haut, et présentées dans le tableau n° 23.

**Tableau n° 23 : Hypothèses sur le prix des énergies fossiles en euros 2006**  
Scénario prix élevés des énergies

	Pétrole brut \$/b	Gaz naturel \$/Mtu	Charbon \$/t
2000	32,49	4,49	39
2008	70	7	63
2015	100	8	100
2030	150	11	150
2050	100	15	120

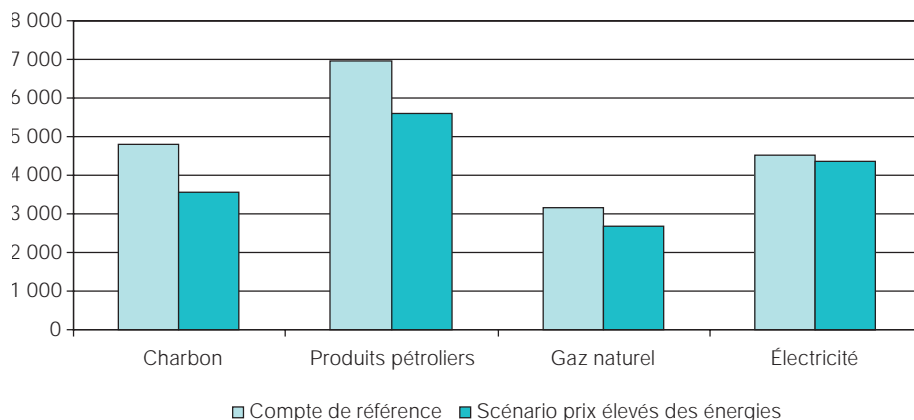
Source : Centre d'analyse stratégique

Dans ce compte de référence, nous avons supposé que la croissance économique ne serait pas affectée par le niveau plus élevé des prix de l'énergie, les hypothèses de croissance du PIB étant donc identiques à celles présentées dans le tableau n° 4.

Les impacts sur les consommations d'énergie sont présentés pour l'année 2050 dans le graphique n° 17. Les consommations d'énergies baisseraient en 2050, respectivement de 26 % pour le charbon, 15 % concernant le gaz naturel et de 20 % pour les produits pétroliers, l'électricité ne baissant que de 3 %.

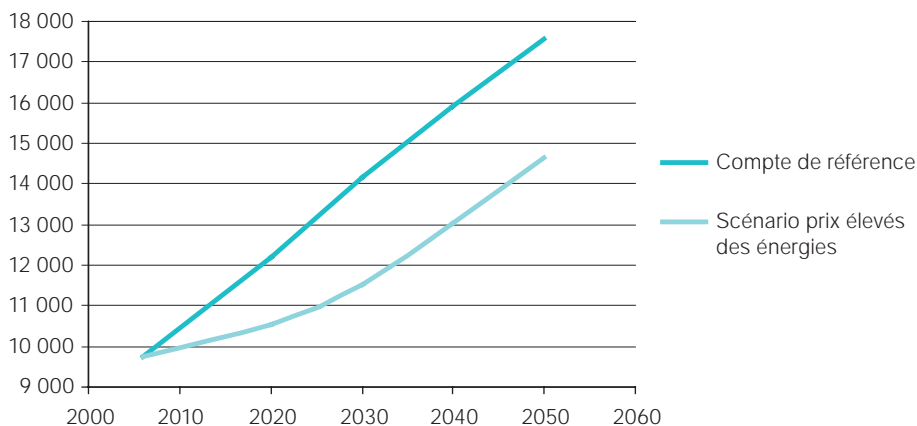
Le résultat sur les émissions de gaz à effet de serre serait une baisse de 14 % des émissions mondiales en 2020 et de 17 % en 2050. Pour la France et l'Europe, ces baisses seraient en 2050 de 13 % et de 17 %.

**Graphique n° 17 : Consommation d'énergie en 2050 en Mtep**  
**Scénario prix élevés des énergies**



Source : modèle GEMINI-E3

**Graphique n° 18 : Émissions mondiales de gaz à effet de serre en MtCeq**  
**Scénario prix élevés des énergies**



Source : modèle GEMINI-E3

#### 4.2. Scénario Europe Unilatéral et prix élevés des énergies

Nous appliquons le même protocole que celui défini dans la section « Scénarios de contrainte » mais à partir du compte de référence avec prix élevés des énergies. Compte tenu de la baisse des émissions dans ce compte de référence, il ne serait nécessaire de mettre en œuvre une taxe sur le carbone qu'à partir de l'année 2017. La taxe serait bien inférieure à celle obtenue avec des prix bas des énergies sur la première période de simulation, puis elle convergerait vers cette dernière, et ne serait que de 15 % inférieure à la taxe précédemment obtenue.

**Tableau n° 24 : Taxe sur le CO<sub>2</sub> en euro 2001 – Scénario Europe Unilatéral et prix élevés des énergies**

	2010	2020	2030	2040	2050
Taxe sur le carbone	0	2	26	125	385

Source : modèle GEMINI-E3

Le tableau n° 25 présente les impacts macroéconomiques de ce scénario en 2050.

**Tableau n° 25 : Impacts macroéconomiques en 2050  
Scénario Europe Unilatéral et prix élevés des énergies**

	Variation du PIB	Surplus en pourcentage de la consommation
FRA	- 2,8 %	- 3,4 %
EUR	- 3,6 %	- 4,5 %

Source : modèle GEMINI-E3

### 4.3. Scénario 450 ppm et prix élevés des énergies

Nous supposons que nous adoptons la même contrainte d'émission que celle définie dans la section « Scénarios de contrainte globale » (cf. graphique n° 13). Compte tenu de la baisse des émissions du compte de référence alternatif (*i.e.* avec prix élevés des énergies), il ne serait nécessaire de mettre en place une taxe sur le carbone qu'à partir de l'année 2011. Le tableau n° 26 présente les prix du carbone obtenus par le modèle à comparer avec le tableau n° 21. Nous obtenons sur la première période, jusqu'en 2030, un prix du carbone inférieur à celui trouvé avec un scénario de prix des énergies plus bas. Par contre, à partir de 2040, la taxe sur le carbone devient plus élevée. En 2050, elle se situe 14 € au-dessus de celle calculée avec des prix bas des énergies. Le niveau plus faible de la taxe sur le CO<sub>2</sub> dans la première période a pour effet de limiter la réallocation sectorielle du capital et, au sein du secteur électrique, de limiter la pénétration des centrales faiblement émettrices de carbone dont les centrales au charbon équipées de capture et séquestration de CO<sub>2</sub>. Dans ces conditions, l'augmentation très forte à partir de 2040 de la contrainte carbone conduit à augmenter la taxe sur le carbone de façon plus importante par rapport au scénario avec le compte de référence avec prix plus bas des énergies.

**Tableau n° 26 : Prix du CO<sub>2</sub> en euros 2001  
Scénario 450 et prix élevés des énergies**

	2010	2020	2030	2040	2050
Prix du permis de carbone	0	5	29	123	353

Source : modèle GEMINI-E3

Nous donnons dans le tableau n° 27 les impacts macroéconomiques en 2050 de ce scénario. Ils sont sensiblement identiques à ceux de la variante 450 ppm et prix bas des énergies.

**Tableau n° 27 : Impacts macroéconomiques en 2050**  
Scénario 450 et prix élevés des énergies

	Variation du PIB	Surplus en pourcentage de la consommation
FRA	- 3,4 %	- 10,4 %
EUR	- 3,6 %	- 9,3 %
XEU	- 4,8 %	- 15,8 %
USA	- 1,4 %	- 6,8 %
JAP	- 2,3 %	- 5,6 %
CAZ	- 1,9 %	- 10,9 %
FSU	- 16,5 %	- 37,6 %
IND	- 8,4 %	- 16,5 %
CHI	- 8,1 %	- 16,3 %
ASI	- 5,7 %	- 11,0 %
BRA	- 5,7 %	- 19,3 %
LAT	- 3,3 %	- 11,7 %
MID	- 13,1 %	- 64,8 %
AFR	- 10,3 %	- 50,1 %
Monde	- 4,5 %	- 13,7 %

Source : modèle GEMINI-E3

## 5. Synthèse et travaux futurs

Dans l'ensemble, les comptes de référence et les scénarios établis avec le modèle GEMINI-E3 répondent aux spécifications du cahier des charges de l'appel d'offres du Centre d'analyse stratégique et les résultats obtenus paraissent avoir une certaine robustesse.

Le modèle, du fait de son caractère macroéconomique et bouclé, fournit un très grand nombre de résultats au-delà de l'objectif qui avait été assigné de déterminer une valeur du carbone, et notamment tous les effets sur les structures de production, l'utilisation des facteurs de production et la spécialisation du commerce international. De par sa nature, le modèle détermine également l'ensemble du système de prix, aussi bien au niveau macroéconomique (taux de change réels, taux d'intérêt réels) que sectoriels (prix des biens, rémunération

des facteurs de production...). Il fournit aussi une mesure du coût de bien-être, ainsi qu'une analyse permettant de distinguer le coût interne (la perte de distorsion fiscale, « *deadweight loss of taxation* ») du coût importé représenté par les pertes (ou gains) des termes de l'échange.

La mise en œuvre de politiques de changement climatique très ambitieuses, au niveau de l'Europe ou au seul échelon national (Facteur 4 en particulier), appelle des restructurations fortes de l'appareil de production ainsi que le renouvellement des grands équipements et des grandes infrastructures, avec de probables déclassés anticipés. Il en résulterait des besoins d'investissements très élevés qui pourraient ne pas être satisfaits par la capacité d'épargne nationale disponible, ainsi que l'appel à des ressources de financement public qui pourrait ne pas être assuré sans pression fiscale accrue. Ce sont les grands équilibres financiers – épargne, investissement et finances publiques – qui seraient fortement sollicités, et qui mériteraient d'être particulièrement étudiés dans le cadre d'une expertise complète de ces politiques.

## Références bibliographiques

- [1] Bernard A. et Vielle M. (2008), « GEMINI-E3, A General Equilibrium Model of International-National Interactions between Economy, Energy and the Environment ». *Computational Management Science*, vol. 5, n° 3, mai, p. 173-206.
- [2] Bernard A. et Vielle M. (2000), « Comment allouer un coût global d'environnement entre pays : permis négociables *versus* taxes ou permis négociables et taxes ? », *Économie Internationale*, n° 82, p. 103-135.
- [3] Viguié L., Vielle M., Haurie A. et Bernard A. (2006), « A Two-level Computable Equilibrium Model to Assess the Strategic Allocation of Emission Allowances Within the European Union », *Computers & Operations Research*, Vol. 33, Issue 2, p. 369-385, février.
- [4] Bernard A., Vielle M. et Viguié L. (2005), « Premières simulations de la directive européenne sur les quotas d'émissions avec le modèle GEMINI-E3 », *Économie & Prévision*, n° 169-170-171, 2005-3/4/5, p. 171-196.
- [5] Bernard A., Vielle M. et Viguié L. (2006), « Burden Sharing Within a Multi-Gas Strategy », *The Energy Journal*, Special Issue « Multi-Greenhouse Gas Mitigation and Climate Policy », 289-304.
- [6] Weyant J., de La Chesnaye F. et Blanford G. (2006), « Overview of EMF-21: Multigas Mitigation and Climate Policy », *The Energy Journal*, Special Issue « Multi-Greenhouse Gas Mitigation and Climate Policy », n° 3, 1-32.
- [7] Vielle M. et Viguié L. (2007), « On the Climate Change Effects of High Oil Prices », *Energy Policy*, Vol. 35, Issue 2, p. 844-849, février.
- [8] Guesnerie R. (2003), *Kyoto et l'économie de l'effet de serre*, rapport du Conseil d'analyse économique, La Documentation française.
- [9] Commissariat général du Plan (2002), *Effet de serre : modélisation économique et décision publique*, rapport du groupe présidé par Pierre-Noël Giraud, La Documentation française.
- [10] Baumstark L. (2007), « La valeur économique de la tonne de CO<sub>2</sub> : quel référentiel pour l'action publique ? » Centre d'analyse stratégique, *La Note de veille*, n° 56, 30 avril.
- [11] Bernard A. (1998), « L'utilisation des modèles d'équilibre général calculables pour l'analyse coût/bénéfice et l'évaluation des politiques », *Économie & Prévision*, n° 136, octobre-décembre, 1998/5, p. 3-18.
- [12] Criqui P., Kitous A. et Mima S. (2008), « Scénarios d'émission pour les chroniques de la valeur tutélaire du carbone », in *La valeur tutélaire du carbone, Exercices de modélisation et contributions*, Centre d'analyse stratégique.



## Annexe

## Tableaux détaillés des simulations

## 1. Compte de référence

## 1.1. Consommation d'énergie

**Tableau n° 28 : Consommation finale d'énergie en Mtep**  
Compte de référence

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	2	2	2	2	2
Produits pétroliers	86	94	101	108	115
Gaz naturel	33	34	36	35	33
Électricité	42	49	54	59	63
<b>Union européenne</b>					
Charbon	28	29	31	33	35
Produits pétroliers	466	512	552	602	650
Gaz naturel	224	233	250	250	253
Électricité	261	307	330	349	366
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	412	638	809	964	1 115
Produits pétroliers	2 435	3 154	3 761	4 434	5 116
Gaz naturel	894	1 069	1 242	1 305	1 361
Électricité	1415	2 237	2 784	3 244	3 647
<b>Monde</b>					
Charbon	442	670	842	999	1 152
Produits pétroliers	2 987	3 760	4 414	5 143	5 881
Gaz naturel	1 151	1 336	1 528	1 590	1 647
Électricité	1 718	2 592	3 168	3 651	4 077

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 29 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur  
France – Compte de référence**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Gaz naturel	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Électricité	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>Industrie</b>					
Charbon	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3
Produits pétroliers	10,7	10,5	10,6	10,8	10,8
Gaz naturel	13,2	13,0	13,1	12,1	11,0
Électricité	13,5	14,1	14,9	15,4	15,5
<b>Transports*</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	39,0	42,0	44,2	46,6	48,5
Gaz naturel	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Électricité	1,7	2,1	2,3	2,5	2,6
<b>Services</b>					
Charbon	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Produits pétroliers	6,5	6,7	6,9	7,2	7,4
Gaz naturel	8,8	9,1	9,4	8,8	8,2
Électricité	12,4	14,8	16,0	16,9	17,5
<b>Ménages**</b>					
Charbon	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8
Produits pétroliers	27,4	32,5	36,6	40,8	45,2
Gaz naturel	10,2	11,1	12,3	12,9	13,6
Électricité	13,9	17,4	20,4	23,6	27,1

(\*) Le modèle GEMINI-E3 étant basé sur la Comptabilité nationale, le secteur des transports n'inclut pas la consommation de carburant réalisée par le transport pour compte propre, celui-ci est intégré au sein de chacun des secteurs concernés.

Source : modèle GEMINI-E3

(\*\*) Le modèle GEMINI-E3 étant basé sur la Comptabilité nationale, la consommation des ménages inclut la consommation d'énergie du secteur résidentiel et la consommation de carburant automobile des ménages.

**Tableau n° 30 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur**  
**Reste de l'Union européenne – Compte de référence**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	1	1	1	1	1
Produits pétroliers	16	16	16	17	18
Gaz naturel	4	4	4	4	3
Électricité	5	6	6	6	6
<b>Industrie</b>					
Charbon	16	17	18	18	19
Produits pétroliers	70	71	72	76	78
Gaz naturel	89	88	90	84	79
Électricité	99	112	116	117	116
<b>Transports</b>					
Charbon	0	0	0	0	0
Produits pétroliers	201	218	231	246	259
Gaz naturel	2	2	3	2	2
Électricité	9	10	11	11	12
<b>Services</b>					
Charbon	1	1	1	1	2
Produits pétroliers	25	26	27	29	31
Gaz naturel	29	30	31	30	28
Électricité	61	72	76	78	80
<b>Ménages</b>					
Charbon	9	10	10	11	13
Produits pétroliers	154	182	206	234	265
Gaz naturel	100	109	122	131	140
Électricité	88	107	121	137	153

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 31 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur**  
**Reste du Monde – Compte de référence**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	12	20	27	32	37
Produits pétroliers	99	137	168	194	216
Gaz naturel	2	3	3	3	3
Électricité	47	87	116	139	158
<b>Industrie</b>					
Charbon	290	462	583	685	777
Produits pétroliers	433	623	762	887	992
Gaz naturel	410	511	604	626	638
Électricité	594	981	1 221	1 383	1 494
<b>Transports</b>					
Charbon	7	11	14	17	18
Produits pétroliers	998	1 265	1 479	1 697	1 901
Gaz naturel	60	74	85	84	83
Électricité	31	50	61	67	72
<b>Services</b>					
Charbon	29	43	52	59	65
Produits pétroliers	188	241	279	314	344
Gaz naturel	149	176	201	203	203
Électricité	313	458	543	601	648
<b>Ménages</b>					
Charbon	75	102	133	171	218
Produits pétroliers	717	887	1 073	1 342	1 662
Gaz naturel	273	304	350	389	434
Électricité	431	662	842	1 053	1 276

Source : modèle GEMINI-E3

1.2. Production d'électricité

**Tableau n° 32 : Mix énergétique dans la production d'électricité en pourcentage – Compte de référence**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	4 %	3 %	3 %	3 %	3 %
Produits pétroliers	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Gaz naturel	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %
Nucléaire	76 %	79 %	80 %	81 %	82 %
Renouvelable	16 %	14 %	14 %	13 %	13 %
<b>Reste de l'Union européenne</b>					
Charbon	38 %	37 %	38 %	38 %	39 %
Produits pétroliers	6 %	5 %	5 %	5 %	6 %
Gaz naturel	19 %	18 %	18 %	18 %	17 %
Nucléaire	21 %	24 %	23 %	23 %	22 %
Renouvelable	16 %	16 %	16 %	16 %	16 %
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	42 %	43 %	44 %	46 %	47 %
Produits pétroliers	8 %	6 %	6 %	6 %	7 %
Gaz naturel	18 %	19 %	19 %	18 %	17 %
Nucléaire	12 %	12 %	11 %	10 %	10 %
Renouvelable	20 %	20 %	20 %	20 %	19 %
<b>Monde</b>					
Charbon	40 %	41 %	43 %	44 %	45 %
Produits pétroliers	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %
Gaz naturel	18 %	18 %	19 %	18 %	17 %
Nucléaire	16 %	15 %	14 %	13 %	12 %
Renouvelable	19 %	19 %	19 %	19 %	19 %

Source : modèle GEMINI-E3

## 2. Scénario Europe Unilatéral

### 2.1. Consommation d'énergie

**Tableau n° 33 : Consommation finale d'énergie en Mtep  
Scénario Europe Unilatéral**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	2	1	1	1	0
Produits pétroliers	86	82	79	71	62
Gaz naturel	33	29	27	20	12
Électricité	42	47	52	57	62
<b>Union européenne</b>					
Charbon	28	17	13	8	5
Produits pétroliers	466	442	424	382	325
Gaz naturel	224	199	189	148	92
Électricité	261	284	271	265	242
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	412	638	810	972	1 125
Produits pétroliers	2 435	3 158	3 773	4 410	5 027
Gaz naturel	894	1 073	1 254	1 328	1 396
Électricité	1 415	2 277	2 807	3 251	3 699
<b>Monde</b>					
Charbon	442	657	824	981	1 130
Produits pétroliers	2 987	3 682	4 276	4 863	5 415
Gaz naturel	1 151	1 302	1 470	1 495	1 500
Électricité	1 718	2 609	3 130	3 573	4 003

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 34 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur  
France – Scénario Europe Unilatéral**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	2,6	2,2	1,9	1,6	1,2
Gaz naturel	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
Électricité	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>Industrie</b>					
Charbon	1,2	0,7	0,5	0,3	0,1
Produits pétroliers	10,7	8,8	7,7	6,3	4,9
Gaz naturel	13,2	11,3	10,0	7,2	4,2
Électricité	13,5	14,1	15,1	16,0	16,9
<b>Transports</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	39,0	36,5	34,5	30,3	25,3
Gaz naturel	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2
Électricité	1,7	2,2	2,5	2,8	3,1
<b>Services</b>					
Charbon	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	6,5	5,7	5,2	4,4	3,7
Gaz naturel	8,8	8,0	7,2	5,2	3,0
Électricité	12,4	14,9	16,4	17,8	19,3
<b>Ménages</b>					
Charbon	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2
Produits pétroliers	27,4	28,5	29,4	28,8	27,3
Gaz naturel	10,2	9,2	8,8	7,0	4,4
Électricité	13,9	15,8	17,9	20,1	22,4

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 35 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur**  
**Reste de l'Union européenne – Scénario Europe Unilatéral**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	1	1	0	0	0
Produits pétroliers	16	14	12	10	8
Gaz naturel	4	3	3	2	1
Électricité	5	5	5	5	4
<b>Industrie</b>					
Charbon	16	10	7	4	2
Produits pétroliers	70	60	54	46	37
Gaz naturel	89	77	70	51	31
Électricité	99	107	102	99	90
<b>Transports</b>					
Charbon	0	0	0	0	0
Produits pétroliers	201	192	183	163	138
Gaz naturel	2	2	2	2	1
Électricité	9	10	10	10	10
<b>Services</b>					
Charbon	1	1	0	0	0
Produits pétroliers	25	22	21	18	15
Gaz naturel	29	26	24	18	11
Électricité	61	70	68	67	63
<b>Ménages</b>					
Charbon	9	6	5	3	2
Produits pétroliers	154	155	155	145	127
Gaz naturel	100	91	90	74	49
Électricité	88	92	86	84	74

Source : modèle GEMINI-E3



**Tableau n° 36 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur  
Reste du Monde – Scénario EuropeUnilatéral**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	12	20	27	33	37
Produits pétroliers	99	137	168	193	212
Gaz naturel	2	3	3	3	3
Électricité	47	89	119	139	158
<b>Industrie</b>					
Charbon	290	461	584	693	786
Produits pétroliers	433	625	768	886	976
Gaz naturel	410	516	614	641	657
Électricité	594	1 005	1 236	1 391	1 524
<b>Transports</b>					
Charbon	7	12	14	17	19
Produits pétroliers	998	1 268	1 484	1 692	1 880
Gaz naturel	60	74	86	86	87
Électricité	31	50	61	68	73
<b>Services</b>					
Charbon	29	43	52	59	65
Produits pétroliers	188	241	279	311	336
Gaz naturel	149	176	202	205	207
Électricité	313	461	545	601	651
<b>Ménages</b>					
Charbon	75	103	133	171	218
Produits pétroliers	717	888	1 074	1 328	1 623
Gaz naturel	273	304	350	392	442
Électricité	431	672	845	1 051	1 294

Source : modèle GEMINI-E3

## 2.2. Production d'électricité

**Tableau n° 37 : Mix énergétique dans la production d'électricité en pourcentage – Scénario Europe Unilatéral**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	4 %	3 %	2 %	1 %	1 %
Produits pétroliers	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %
Gaz naturel	3 %	2 %	2 %	1 %	0 %
Nucléaire	76 %	79 %	82 %	84 %	85 %
Renouvelable	16 %	15 %	14 %	14 %	14 %
<b>Reste de l'Union européenne</b>					
Charbon	38 %	39 %	43 %	42 %	41 %
Produits pétroliers	6 %	4 %	4 %	3 %	3 %
Gaz naturel	19 %	16 %	17 %	14 %	10 %
Nucléaire	21 %	24 %	18 %	23 %	27 %
Renouvelable	16 %	17 %	17 %	18 %	19 %
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	42 %	44 %	44 %	45 %	47 %
Produits pétroliers	8 %	6 %	6 %	6 %	6 %
Gaz naturel	18 %	18 %	19 %	18 %	17 %
Nucléaire	12 %	12 %	11 %	10 %	9 %
Renouvelable	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %
<b>Monde</b>					
Charbon	40 %	42 %	43 %	44 %	46 %
Produits pétroliers	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %
Gaz naturel	18 %	18 %	19 %	18 %	16 %
Nucléaire	16 %	15 %	13 %	13 %	12 %
Renouvelable	19 %	20 %	19 %	20 %	20 %

Source : modèle GEMINI-E3

2.3. Émissions de gaz à effet de serre

**Tableau n° 38 : Émissions de gaz à effet de serre en MtCeq  
Scénario Europe Unilatéral**

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	149	139	117	99	79
EUR	1 146	1 009	840	667	495
XEU	148	166	182	195	210
USA	1 912	2 126	2 351	2 657	3 004
JAP	335	361	383	414	430
CAZ	369	405	418	432	446
FSU	878	1 014	1 114	1 172	1 216
IND	490	724	1 037	1 331	1 625
CHI	1 509	2 310	2 975	3 434	3 913
ASI	848	1 127	1 311	1 446	1 546
BRA	278	338	371	407	437
LAT	552	718	796	852	891
MID	524	747	879	950	997
AFR	620	811	949	1 139	1 341
Monde	9 759	11 995	13 724	15 194	16 632

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 39 : Émissions de CO<sub>2</sub> en MtC  
Scénario Europe Unilatéral**

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	108	96	89	76	61
EUR	946	819	725	569	416
XEU	116	125	140	155	171
USA	1 622	1 777	2 003	2 304	2 647
JAP	310	329	353	383	402
CAZ	264	279	300	322	344
FSU	655	748	853	926	990
IND	317	509	737	957	1 187
CHI	1 055	1 756	2 241	2 625	3 061
ASI	535	741	882	1 000	1 103
BRA	94	110	125	146	167
LAT	296	361	427	485	538
MID	384	535	653	733	795
AFR	238	317	390	501	632
Monde	6 938	8 503	9 919	11 183	12 515

Source : modèle GEMINI-E3

### 3. Scénario 550 ppm

#### 3.1. Consommation d'énergie

Tableau n° 40 : Consommation finale d'énergie en Mtep – Scénario 550

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	2	2	2	2	1
Produits pétroliers	86	92	97	100	91
Gaz naturel	33	33	34	33	29
Électricité	42	49	55	59	64
<b>Union européenne</b>					
Charbon	28	27	25	22	16
Produits pétroliers	466	501	532	555	506
Gaz naturel	224	228	241	237	219
Électricité	261	306	328	341	342
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	412	468	457	389	253
Produits pétroliers	2 435	3 031	3 494	3 800	3 344
Gaz naturel	894	1 023	1 153	1 161	1 035
Électricité	1 415	2 237	2 710	3 055	3 204
<b>Monde</b>					
Charbon	442	497	484	413	269
Produits pétroliers	2 987	3 624	4 123	4 454	3 940
Gaz naturel	1 151	1 284	1 428	1 431	1 283
Électricité	1 718	2 592	3 092	3 455	3 610

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 41 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur  
France – Scénario 550**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	2,6	2,5	2,5	2,4	1,9
Gaz naturel	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Électricité	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>Industrie</b>					
Charbon	1,2	1,1	1,0	0,8	0,5
Produits pétroliers	10,7	10,2	9,9	9,5	7,6
Gaz naturel	13,2	12,6	12,5	11,3	9,4
Électricité	13,5	14,2	15,1	15,7	16,4
<b>Transports</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	39,0	40,8	42,1	42,2	36,1
Gaz naturel	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
Électricité	1,7	2,2	2,4	2,6	2,8
<b>Services</b>					
Charbon	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Produits pétroliers	6,5	6,5	6,5	6,4	5,2
Gaz naturel	8,8	8,8	8,9	8,2	6,9
Électricité	12,4	14,9	16,2	17,2	18,2
<b>Ménages</b>					
Charbon	0,5	0,6	0,6	0,7	0,6
Produits pétroliers	27,4	32,3	36,2	39,6	40,2
Gaz naturel	10,2	10,9	12,0	12,4	11,9
Électricité	13,9	17,4	20,5	23,6	26,4

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 42 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur**  
**Reste de l'Union européenne – Scénario 550**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	1	1	1	1	0
Produits pétroliers	16	16	16	15	13
Gaz naturel	4	4	4	3	3
Électricité	5	6	6	6	6
<b>Industrie</b>					
Charbon	16	15	14	12	7
Produits pétroliers	70	68	69	68	57
Gaz naturel	89	85	86	79	68
Électricité	99	112	116	116	114
<b>Transports</b>					
Charbon	0	0	0	0	0
Produits pétroliers	201	212	221	224	195
Gaz naturel	2	2	2	2	2
Électricité	9	10	11	11	12
<b>Services</b>					
Charbon	1	1	1	1	0
Produits pétroliers	25	25	26	26	22
Gaz naturel	29	29	29	27	23
Électricité	61	72	76	77	76
<b>Ménages</b>					
Charbon	9	9	9	9	7
Produits pétroliers	154	179	201	222	219
Gaz naturel	100	107	120	126	123
Électricité	88	106	120	131	134

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 43 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur  
Reste du Monde – Scénario 550**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	12	13	12	9	5
Produits pétroliers	99	131	155	166	143
Gaz naturel	2	3	3	3	3
Électricité	47	87	114	132	140
<b>Industrie</b>					
Charbon	290	340	333	282	178
Produits pétroliers	433	600	717	779	676
Gaz naturel	410	489	561	563	500
Électricité	594	987	1 195	1 321	1 378
<b>Transports</b>					
Charbon	7	7	6	5	3
Produits pétroliers	998	1 216	1 375	1464	1 295
Gaz naturel	60	72	82	81	75
Électricité	31	50	60	66	68
<b>Services</b>					
Charbon	29	31	29	24	14
Produits pétroliers	188	230	257	265	219
Gaz naturel	149	169	188	183	160
Électricité	313	457	535	580	599
<b>Ménages</b>					
Charbon	75	77	76	70	52
Produits pétroliers	717	852	991	1 126	1 010
Gaz naturel	273	290	319	332	296
Électricité	431	656	806	955	1 018

Source : modèle GEMINI-E3

### 3.2. Production d'électricité

**Tableau n° 44 : Mix énergétique dans la production d'électricité en pourcentage – Scénario 550**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	4 %	3 %	3 %	3 %	2 %
Produits pétroliers	1 %	1 %	1 %	0 %	0 %
Gaz naturel	3 %	2 %	2 %	2 %	1 %
Nucléaire	76 %	79 %	81 %	81 %	83 %
Renouvelable	16 %	15 %	14 %	14 %	13 %
<b>Reste de l'Union européenne</b>					
Charbon	38 %	35 %	33 %	38 %	40 %
Produits pétroliers	6 %	5 %	5 %	4 %	3 %
Gaz naturel	19 %	17 %	18 %	15 %	14 %
Nucléaire	21 %	26 %	26 %	25 %	25 %
Renouvelable	16 %	18 %	19 %	17 %	17 %
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	42 %	41 %	42 %	45 %	48 %
Produits pétroliers	8 %	6 %	6 %	5 %	4 %
Gaz naturel	18 %	18 %	18 %	17 %	14 %
Nucléaire	12 %	13 %	12 %	11 %	11 %
Renouvelable	20 %	23 %	22 %	21 %	22 %
<b>Monde</b>					
Charbon	40 %	39 %	40 %	43 %	46 %
Produits pétroliers	7 %	6 %	6 %	5 %	4 %
Gaz naturel	18 %	18 %	18 %	16 %	14 %
Nucléaire	16 %	16 %	15 %	15 %	14 %
Renouvelable	19 %	22 %	21 %	21 %	22 %

Source : modèle GEMINI-E3



3.3. Émissions de gaz à effet de serre

Tableau n° 45 : Émissions de gaz à effet de serre en MtCeq – Scénario 550

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	149	147	148	141	124
EUR	1 146	1 117	1 132	1 040	877
XEU	148	146	152	139	116
USA	1 912	1 914	2 001	1 920	1 584
JAP	335	342	353	349	306
CAZ	369	358	349	307	245
FSU	878	878	863	794	634
IND	490	639	702	758	750
CHI	1 509	1 836	1 907	1 791	1 452
ASI	848	1010	1078	1070	916
BRA	278	298	315	317	273
LAT	552	617	648	616	516
MID	524	665	732	685	534
AFR	620	722	806	844	786
Monde	9 759	10 689	11 186	10 772	9 115

Source : modèle GEMINI-E3

Tableau n° 46 : Émissions de CO<sub>2</sub> en MtC – Scénario 550

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	108	111	116	115	102
EUR	946	961	990	927	781
XEU	116	118	125	119	99
USA	1 622	1 673	1 789	1 734	1 412
JAP	310	317	330	328	288
CAZ	264	261	266	244	195
FSU	655	704	714	684	552
IND	317	457	462	465	420
CHI	1 055	1 413	1 370	1 215	872
ASI	535	699	753	752	615
BRA	94	104	114	122	105
LAT	296	338	379	386	315
MID	384	506	582	573	442
AFR	238	297	343	353	299
Monde	6 938	7 958	8 334	8 016	6 498

Source : modèle GEMINI-E3

## 4. Scénario 450 ppm

### 4.1. Consommation d'énergie

Tableau n° 47 : Consommation finale d'énergie en Mtep – Scénario 450

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	2	1	1	1	0
Produits pétroliers	86	86	82	68	48
Gaz naturel	33	31	29	23	15
Électricité	42	48	52	58	65
<b>Union européenne</b>					
Charbon	28	21	15	9	6
Produits pétroliers	466	468	448	367	251
Gaz naturel	224	211	204	166	116
Électricité	261	294	291	289	279
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	412	316	223	146	94
Produits pétroliers	2 435	2 766	2 721	2 159	1 474
Gaz naturel	894	935	915	720	499
Électricité	1 415	2 149	2 392	2 479	2 467
<b>Monde</b>					
Charbon	442	339	239	156	101
Produits pétroliers	2 987	3 321	3 252	2 594	1 773
Gaz naturel	1 151	1 177	1 148	909	630
Électricité	118	2 490	2 735	2 826	2 810

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 48 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur  
France – Scénario 450**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	2,6	2,4	2,1	1,6	1,0
Gaz naturel	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1
Électricité	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5
<b>Industrie</b>					
Charbon	1,2	0,9	0,6	0,3	0,2
Produits pétroliers	10,7	9,6	8,4	6,2	4,1
Gaz naturel	13,2	12,1	11,1	8,4	5,8
Électricité	13,5	14,3	15,2	16,6	18,4
<b>Transports</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	39,0	39,1	36,4	28,9	20,1
Gaz naturel	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2
Électricité	1,7	2,2	2,4	2,9	3,4
<b>Services</b>					
Charbon	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	6,5	6,2	5,5	4,1	2,7
Gaz naturel	8,8	8,5	7,8	6,0	4,1
Électricité	12,4	15,0	16,3	18,0	20,2
<b>Ménages</b>					
Charbon	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2
Produits pétroliers	27,4	29,0	30,0	27,4	19,8
Gaz naturel	10,2	9,6	9,4	7,6	4,8
Électricité	13,9	16,0	17,9	20,2	22,1

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 49 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur**  
**Reste de l'Union européenne – Scénario 450**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	1	1	0	0	0
Produits pétroliers	16	15	14	11	7
Gaz naturel	4	4	3	3	2
Électricité	5	6	6	6	6
<b>Industrie</b>					
Charbon	16	13	8	5	3
Produits pétroliers	70	65	59	45	30
Gaz naturel	89	82	77	60	43
Électricité	99	111	109	108	107
<b>Transports</b>					
Charbon	0	0	0	0	0
Produits pétroliers	201	204	192	155	110
Gaz naturel	2	2	2	2	1
Électricité	9	10	11	11	12
<b>Services</b>					
Charbon	1	1	1	0	0
Produits pétroliers	25	24	22	17	11
Gaz naturel	29	28	26	20	14
Électricité	61	71	71	71	70
<b>Ménages</b>					
Charbon	9	7	5	3	2
Produits pétroliers	154	160	162	139	92
Gaz naturel	100	95	96	81	55
Électricité	88	96	95	93	85

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 50 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur  
Reste du Monde – Scénario 450**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	12	8	5	3	2
Produits pétroliers	99	122	124	97	65
Gaz naturel	2	3	3	2	1
Électricité	47	85	102	105	100
<b>Industrie</b>					
Charbon	290	234	168	110	71
Produits pétroliers	433	568	593	480	326
Gaz naturel	410	462	471	381	268
Électricité	594	972	1 110	1 166	1 177
<b>Transports</b>					
Charbon	7	4	3	2	1
Produits pétroliers	998	1139	1124	926	676
Gaz naturel	60	70	74	63	47
Électricité	31	49	56	60	62
<b>Services</b>					
Charbon	29	21	14	9	6
Produits pétroliers	188	214	205	157	105
Gaz naturel	149	160	158	125	89
Électricité	313	449	495	512	514
<b>Ménages</b>					
Charbon	75	49	33	22	15
Produits pétroliers	717	723	674	499	303
Gaz naturel	273	240	209	150	94
Électricité	431	594	628	636	613

Source : modèle GEMINI-E3

## 4.2. Production d'électricité

**Tableau n° 51 : Mix énergétique dans la production d'électricité en pourcentage – Scénario 450**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	4 %	3 %	3 %	2 %	1 %
Produits pétroliers	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %
Gaz naturel	3 %	2 %	2 %	1 %	0 %
Nucléaire	76 %	80 %	81 %	83 %	84 %
Renouvelable	16 %	15 %	14 %	14 %	14 %
<b>Reste de l'Union européenne</b>					
Charbon	38 %	31 %	40 %	42 %	42 %
Produits pétroliers	6 %	5 %	4 %	3 %	2 %
Gaz naturel	19 %	17 %	17 %	13 %	9 %
Nucléaire	21 %	28 %	20 %	23 %	28 %
Renouvelable	16 %	20 %	19 %	19 %	19 %
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	42 %	39 %	43 %	44 %	52 %
Produits pétroliers	8 %	6 %	5 %	3 %	1 %
Gaz naturel	18 %	17 %	17 %	12 %	5 %
Nucléaire	12 %	14 %	11 %	11 %	10 %
Renouvelable	20 %	24 %	24 %	30 %	32 %
<b>Monde</b>					
Charbon	40 %	37 %	42 %	43 %	49 %
Produits pétroliers	7 %	5 %	5 %	3 %	1 %
Gaz naturel	18 %	17 %	16 %	12 %	5 %
Nucléaire	16 %	17 %	14 %	14 %	15 %
Renouvelable	19 %	23 %	23 %	29 %	30 %

Source : modèle GEMINI-E3

4.3. Émissions de gaz à effet de serre

Tableau n° 52 : Émissions de gaz à effet de serre en MtCeq – Scénario 450

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	149	136	124	99	70
EUR	1146	1008	868	670	459
XEU	148	123	109	83	58
USA	1912	1677	1401	1069	765
JAP	335	316	285	234	167
CAZ	369	309	249	181	120
FSU	878	729	631	446	275
IND	490	547	566	538	453
CHI	1509	1360	1328	1102	860
ASI	848	888	858	707	520
BRA	278	269	244	194	134
LAT	552	536	494	394	285
MID	524	565	513	362	219
AFR	620	653	616	548	421
Monde	9 759	9 115	8 286	6 629	4 806

Source : modèle GEMINI-E3

Tableau n° 53 : Émissions de CO<sub>2</sub> en MtC – Scénario 450

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	108	103	96	76	52
EUR	946	870	748	569	376
XEU	116	99	88	66	44
USA	1 622	1 470	1 216	901	614
JAP	310	292	263	214	149
CAZ	264	230	186	132	84
FSU	655	592	519	365	220
IND	317	376	339	273	180
CHI	1 055	957	817	577	371
ASI	535	600	557	419	272
BRA	94	94	85	65	41
LAT	296	299	274	201	129
MID	384	447	405	274	154
AFR	238	261	219	170	116
Monde	6 938	6 689	5 810	4 302	2 802

Source : modèle GEMINI-E3

## 5. Compte de référence avec prix élevés des énergies

### 5.1. Consommation d'énergie

**Tableau n° 54 : Consommation finale d'énergie en Mtep**  
**Compte de référence prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	2	1	1	1	2
Produits pétroliers	86	76	76	86	98
Gaz naturel	33	35	34	31	28
Électricité	42	51	57	62	66
<b>Union européenne</b>					
Charbon	28	21	20	22	24
Produits pétroliers	466	408	409	474	551
Gaz naturel	224	237	236	220	208
Électricité	261	307	330	350	366
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	412	435	492	601	716
Produits pétroliers	2 435	2 391	2 602	3 265	4 105
Gaz naturel	894	1 113	1 216	1 175	1 128
Électricité	1 415	2 206	2 713	3 158	3 531
<b>Monde</b>					
Charbon	442	458	513	624	741
Produits pétroliers	2 987	2 875	3 087	3 825	4 754
Gaz naturel	1 151	1 385	1 487	1 426	1 363
Électricité	1 718	2 564	3 101	3 570	3 962

Source : modèle GEMINI-E3



**Tableau n° 55 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur  
France – Compte de référence prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	2,6	2,0	1,9	2,0	2,2
Gaz naturel	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
Électricité	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>Industrie</b>					
Charbon	1,2	0,9	0,8	0,9	0,9
Produits pétroliers	10,7	7,7	7,1	7,9	8,8
Gaz naturel	13,2	14,0	13,4	11,2	9,3
Électricité	13,5	15,0	16,2	16,6	16,5
<b>Transports</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	39,0	32,7	32,0	35,8	40,0
Gaz naturel	0,4	0,5	0,5	0,4	0,3
Électricité	1,7	2,4	2,7	2,8	2,8
<b>Services</b>					
Charbon	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Produits pétroliers	6,5	4,7	4,4	5,1	5,8
Gaz naturel	8,8	9,8	9,5	8,1	6,9
Électricité	12,4	15,6	17,3	18,1	18,5
<b>Ménages</b>					
Charbon	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
Produits pétroliers	27,4	28,9	30,9	35,7	41,2
Gaz naturel	10,2	10,2	10,4	10,6	10,8
Électricité	13,9	17,3	20,3	23,7	27,3

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 56 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur**  
**Reste de l'Union européenne**  
**Compte de référence prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	1	1	1	1	1
Produits pétroliers	16	12	12	13	14
Gaz naturel	4	4	4	3	3
Électricité	5	6	6	6	6
<b>Industrie</b>					
Charbon	16	12	11	12	13
Produits pétroliers	70	52	49	56	64
Gaz naturel	89	96	93	79	67
Électricité	99	115	121	122	120
<b>Transports</b>					
Charbon	0	0	0	0	0
Produits pétroliers	201	172	170	192	216
Gaz naturel	2	3	3	2	2
Électricité	9	11	12	12	12
<b>Services</b>					
Charbon	1	1	1	1	1
Produits pétroliers	25	18	18	21	24
Gaz naturel	29	32	31	27	23
Électricité	61	73	77	80	81
<b>Ménages</b>					
Charbon	9	7	7	8	9
Produits pétroliers	154	154	162	193	232
Gaz naturel	100	102	105	109	113
Électricité	88	102	114	130	147

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 57 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur**  
**Reste du Monde – Compte de référence prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	12	14	17	21	24
Produits pétroliers	99	107	121	149	180
Gaz naturel	2	3	4	3	3
Électricité	47	87	116	137	155
<b>Industrie</b>					
Charbon	290	316	359	437	511
Produits pétroliers	433	458	513	651	807
Gaz naturel	410	540	595	570	537
Électricité	594	977	1 203	1 368	1 477
<b>Transports</b>					
Charbon	7	8	9	11	12
Produits pétroliers	998	993	1 080	1 316	1 590
Gaz naturel	60	88	98	86	75
Électricité	31	53	65	71	73
<b>Services</b>					
Charbon	29	29	32	37	42
Produits pétroliers	188	180	192	233	282
Gaz naturel	149	191	206	189	173
Électricité	313	457	538	597	641
<b>Ménages</b>					
Charbon	75	68	75	96	126
Produits pétroliers	717	654	696	915	1 246
Gaz naturel	273	291	313	326	340
Électricité	431	632	791	985	1 185

Source : modèle GEMINI-E3

## 5.2. Production d'électricité

**Tableau n° 58 : Mix énergétique dans la production d'électricité en pourcentage – Compte de référence prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	4 %	2 %	2 %	2 %	2 %
Produits pétroliers	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Gaz naturel	3 %	2 %	2 %	1 %	1 %
Nucléaire	76 %	80 %	82 %	82 %	82 %
Renouvelable	16 %	15 %	14 %	14 %	14 %
<b>Reste de l'Union européenne</b>					
Charbon	38 %	29 %	26 %	28 %	30 %
Produits pétroliers	6 %	3 %	3 %	3 %	4 %
Gaz naturel	19 %	18 %	16 %	14 %	13 %
Nucléaire	21 %	29 %	31 %	31 %	30 %
Renouvelable	16 %	21 %	24 %	24 %	23 %
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	42 %	36 %	35 %	37 %	40 %
Produits pétroliers	8 %	4 %	4 %	4 %	5 %
Gaz naturel	18 %	20 %	19 %	16 %	15 %
Nucléaire	12 %	14 %	14 %	14 %	13 %
Renouvelable	20 %	25 %	28 %	29 %	27 %
<b>Monde</b>					
Charbon	40 %	34 %	33 %	35 %	38 %
Produits pétroliers	7 %	4 %	4 %	4 %	5 %
Gaz naturel	18 %	19 %	18 %	16 %	14 %
Nucléaire	16 %	18 %	18 %	17 %	16 %
Renouvelable	19 %	25 %	27 %	28 %	26 %

Source : modèle GEMINI-E3

## 5.3. Émissions de gaz à effet de serre

**Tableau n° 59 : Émissions de gaz à effet de serre en MtCeq**  
Compte de référence prix élevés des énergies

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	149	141	137	141	146
EUR	1 146	1 029	1 006	1 062	1 138
XEU	148	145	148	159	173
USA	1 912	1 751	1 786	2 051	2 418
JAP	335	301	297	331	362
CAZ	369	351	337	350	369
FSU	878	943	997	1 004	1 017
IND	490	600	792	1 053	1 352
CHI	1 509	1 909	2 358	2 776	3 161
ASI	848	960	1 051	1 180	1 303
BRA	278	312	334	370	408
LAT	552	655	687	734	781
MID	524	680	751	797	836
AFR	620	754	852	1 014	1 191
Monde	9 759	10 532	11 531	13 020	14 656

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 60 : Émissions de CO<sub>2</sub> en MtC**  
Compte de référence prix élevés des énergies

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	108	96	95	102	111
EUR	946	828	818	884	972
XEU	116	104	107	118	134
USA	1 622	1 403	1 444	1 704	2 064
JAP	310	268	266	301	334
CAZ	264	224	220	240	267
FSU	655	676	734	766	804
IND	317	385	496	680	913
CHI	1 055	1 357	1 627	1 965	2 308
ASI	535	574	625	734	859
BRA	94	84	87	107	134
LAT	296	297	322	372	432
MID	384	469	531	592	652
AFR	238	257	290	376	487
Monde	6 938	7 020	7 664	8 942	10 471

Source : modèle GEMINI-E3

## 6. Scénario Europe Unilatéral et prix élevés des énergies

### 6.1. Consommation d'énergie

**Tableau n° 61 : Consommation finale d'énergie en Mtep  
Scénario Europe Unilatéral et prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	2	1	1	1	0
Produits pétroliers	86	75	70	65	58
Gaz naturel	33	34	30	21	13
Électricité	42	50	56	60	64
<b>Union européenne</b>					
Charbon	28	20	15	9	5
Produits pétroliers	466	401	372	345	301
Gaz naturel	224	232	208	153	100
Électricité	261	305	315	278	250
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	412	435	493	612	726
Produits pétroliers	2 435	2 395	2 618	3 284	4 055
Gaz naturel	894	1 116	1 223	1 192	1 156
Électricité	1 415	2 219	2 718	3 162	3 573
<b>Monde</b>					
Charbon	442	457	509	622	732
Produits pétroliers	2 987	2 871	3 060	3 695	4 414
Gaz naturel	1 151	1 382	1 462	1 366	1 269
Électricité	1 718	2 574	3 089	3 500	3 887

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 62 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur  
France – Scénario Europe Unilatéral et prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	2,6	2,0	1,7	1,4	1,1
Gaz naturel	0,3	0,4	0,3	0,2	0,1
Électricité	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>Industrie</b>					
Charbon	1,2	0,9	0,6	0,3	0,2
Produits pétroliers	10,7	7,6	6,6	5,6	4,5
Gaz naturel	13,2	13,9	11,9	7,7	4,6
Électricité	13,5	15,0	16,3	16,9	17,4
<b>Transports</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	39,0	32,5	30,1	27,4	23,5
Gaz naturel	0,4	0,5	0,5	0,3	0,2
Électricité	1,7	2,4	2,8	3,0	3,3
<b>Services</b>					
Charbon	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	6,5	4,7	4,2	3,8	3,3
Gaz naturel	8,8	9,7	8,6	5,7	3,4
Électricité	12,4	15,6	17,5	18,7	19,9
<b>Ménages</b>					
Charbon	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2
Produits pétroliers	27,4	27,9	27,2	26,9	25,2
Gaz naturel	10,2	9,8	8,9	7,0	4,8
Électricité	13,9	16,8	19,0	21,1	23,1

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 63 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur**  
**Reste de l'Union européenne**  
**Scénario Europe Unilatéral et prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	1	1	1	0	0
Produits pétroliers	16	12	11	9	8
Gaz naturel	4	4	4	2	1
Électricité	5	6	6	5	5
<b>Industrie</b>					
Charbon	16	12	8	5	3
Produits pétroliers	70	51	45	40	34
Gaz naturel	89	95	83	55	34
Électricité	99	115	118	103	93
<b>Transports</b>					
Charbon	0	0	0	0	0
Produits pétroliers	201	171	160	148	128
Gaz naturel	2	3	3	2	1
Électricité	9	11	12	11	10
<b>Services</b>					
Charbon	1	1	1	0	0
Produits pétroliers	25	18	17	15	14
Gaz naturel	29	31	28	19	12
Électricité	61	73	76	70	64
<b>Ménages</b>					
Charbon	9	7	5	4	3
Produits pétroliers	154	148	140	133	117
Gaz naturel	100	98	91	74	52
Électricité	88	100	103	89	78

Source : modèle GEMINI-E3



**Tableau n° 64 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur**  
**Reste du Monde – Scénario Europe Unilatéral et prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	12	14	17	21	24
Produits pétroliers	99	107	122	150	178
Gaz naturel	2	3	4	3	3
Électricité	47	88	116	137	156
<b>Industrie</b>					
Charbon	290	316	360	446	520
Produits pétroliers	433	459	519	660	800
Gaz naturel	410	541	601	585	554
Électricité	594	985	1 210	1 378	1 504
<b>Transports</b>					
Charbon	7	8	9	11	12
Produits pétroliers	998	995	1 086	1 324	1 578
Gaz naturel	60	88	99	87	78
Électricité	31	53	65	71	75
<b>Services</b>					
Charbon	29	29	32	38	43
Produits pétroliers	188	180	192	234	277
Gaz naturel	149	191	206	190	177
Électricité	313	458	538	596	644
<b>Ménages</b>					
Charbon	75	68	75	97	127
Produits pétroliers	717	655	699	917	1 223
Gaz naturel	273	292	314	327	345
Électricité	431	635	789	979	1 194

Source : modèle GEMINI-E3

## 6.2. Production d'électricité

**Tableau n° 65 : Mix énergétique dans la production d'électricité en pourcentage - Scénario Europe Unilatéral et prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	4 %	2 %	2 %	1 %	0 %
Produits pétroliers	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Gaz naturel	3 %	2 %	2 %	1 %	0 %
Nucléaire	76 %	80 %	82 %	84 %	85 %
Renouvelable	16 %	15 %	14 %	14 %	14 %
<b>Reste de l'Union européenne</b>					
Charbon	38 %	28 %	26 %	24 %	24 %
Produits pétroliers	6 %	3 %	3 %	3 %	2 %
Gaz naturel	19 %	17 %	15 %	13 %	9 %
Nucléaire	21 %	30 %	31 %	36 %	38 %
Renouvelable	16 %	22 %	24 %	25 %	27 %
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	42 %	36 %	35 %	36 %	40 %
Produits pétroliers	8 %	4 %	4 %	4 %	5 %
Gaz naturel	18 %	19 %	19 %	16 %	15 %
Nucléaire	12 %	15 %	14 %	14 %	13 %
Renouvelable	20 %	26 %	28 %	29 %	27 %
<b>Monde</b>					
Charbon	40 %	34 %	33 %	34 %	38 %
Produits pétroliers	7 %	4 %	4 %	4 %	5 %
Gaz naturel	18 %	19 %	18 %	16 %	14 %
Nucléaire	16 %	18 %	18 %	17 %	16 %
Renouvelable	19 %	25 %	28 %	29 %	27 %

Source : modèle GEMINI-E3

6.3. Émissions de gaz à effet de serre

**Tableau n° 66 : Émissions de gaz à effet de serre en MtCeq**  
Scénario Europe Unilatéral et prix élevés des énergies

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	149	139	114	95	77
EUR	1 146	1 009	842	670	498
XEU	148	145	148	159	175
USA	1 912	1 750	1 791	2 061	2 419
JAP	335	300	298	334	362
CAZ	369	350	337	351	370
FSU	878	944	1 000	1 015	1 039
IND	490	599	794	1 056	1 347
CHI	1 509	1 917	2 359	2 756	3 178
ASI	848	960	1 054	1 184	1 298
BRA	278	313	334	370	404
LAT	552	654	687	735	780
MID	524	680	752	802	845
AFR	620	753	852	1017	1197
Monde	9 759	10 514	11 363	12 606	13 989

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 67 : Émissions de CO<sub>2</sub> en MtC**  
Scénario Europe Unilatéral et prix élevés des énergies

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	108	95	86	72	58
EUR	946	809	720	569	415
XEU	116	104	108	119	135
USA	1 622	1 401	1 449	1 714	2 066
JAP	310	268	268	304	334
CAZ	264	223	221	242	268
FSU	655	677	738	779	827
IND	317	384	498	683	911
CHI	1 055	1 363	1 629	1 949	2 329
ASI	535	574	628	740	856
BRA	94	84	87	108	133
LAT	296	297	323	375	434
MID	384	469	533	597	660
AFR	238	257	293	385	501
Monde	6 938	7 003	7 580	8 635	9 926

Source : modèle GEMINI-E3

## 7. Scénario 450 ppm et prix élevés des énergies

### 7.1. Consommation d'énergie

**Tableau n° 68 : Consommation finale d'énergie en Mtep  
Scénario 450 et prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	2	1	1	1	0
Produits pétroliers	86	73	71	65	47
Gaz naturel	33	33	30	22	15
Électricité	42	51	56	60	66
<b>Union européenne</b>					
Charbon	28	19	15	9	6
Produits pétroliers	466	393	379	348	246
Gaz naturel	224	222	207	158	111
Électricité	261	299	306	296	281
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	412	356	259	147	94
Produits pétroliers	2 435	2 300	2 337	2 079	1 458
Gaz naturel	894	1 038	1 007	716	490
Électricité	1415	2 131	2 456	2 474	2 390
<b>Monde</b>					
Charbon	442	377	274	157	100
Produits pétroliers	2 987	2 767	2 786	2 491	1 751
Gaz naturel	1 151	1 293	1 245	896	615
Électricité	1 718	2 481	2 818	2 831	2 737

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 69 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur  
France – Scénario 450 et prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	2,6	2,0	1,8	1,5	1,0
Gaz naturel	0,3	0,4	0,3	0,2	0,1
Électricité	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5
<b>Industrie</b>					
Charbon	1,2	0,8	0,6	0,3	0,2
Produits pétroliers	10,7	7,6	6,9	5,9	4,0
Gaz naturel	13,2	13,4	12,1	8,3	5,6
Électricité	13,5	15,3	16,4	17,3	18,9
<b>Transports</b>					
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	39,0	32,4	30,9	27,4	19,7
Gaz naturel	0,4	0,5	0,5	0,3	0,2
Électricité	1,7	2,5	2,8	3,0	3,6
<b>Services</b>					
Charbon	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	6,5	4,7	4,3	3,9	2,6
Gaz naturel	8,8	9,4	8,6	5,9	4,0
Électricité	12,4	15,9	17,5	18,7	20,7
<b>Ménages</b>					
Charbon	0,5	0,4	0,4	0,3	0,2
Produits pétroliers	27,4	26,7	26,8	26,2	19,4
Gaz naturel	10,2	9,2	8,8	7,1	4,7
Électricité	13,9	16,6	18,6	20,7	22,7

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 70 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur**  
**Reste de l'Union européenne – Scénario 450 et prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	1	1	1	0	0
Produits pétroliers	16	12	11	10	7
Gaz naturel	4	4	4	3	2
Électricité	5	6	6	6	6
<b>Industrie</b>					
Charbon	16	11	9	5	3
Produits pétroliers	70	51	48	43	30
Gaz naturel	89	93	84	59	42
Électricité	99	115	116	112	108
<b>Transports</b>					
Charbon	0	0	0	0	0
Produits pétroliers	201	170	164	148	108
Gaz naturel	2	3	3	2	1
Électricité	9	11	12	12	12
<b>Services</b>					
Charbon	1	1	1	0	0
Produits pétroliers	25	18	17	16	11
Gaz naturel	29	31	28	20	14
Électricité	61	72	75	73	70
<b>Ménages</b>					
Charbon	9	6	5	3	2
Produits pétroliers	154	141	138	131	91
Gaz naturel	100	92	89	75	52
Électricité	88	95	98	94	85

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 71 : Consommation finale d'énergie en Mtep par secteur**  
**Reste du Monde – Scénario 450 et prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>Agriculture</b>					
Charbon	12	11	7	3	2
Produits pétroliers	99	105	111	95	64
Gaz naturel	2	3	3	2	1
Électricité	47	85	104	105	95
<b>Industrie</b>					
Charbon	290	263	194	110	70
Produits pétroliers	433	454	494	460	322
Gaz naturel	410	513	511	375	262
Électricité	594	959	1 125	1 160	1 139
<b>Transports</b>					
Charbon	7	6	4	2	1
Produits pétroliers	998	975	1 001	898	667
Gaz naturel	60	85	87	64	46
Électricité	31	52	61	61	61
<b>Services</b>					
		0	0	0	
Charbon	29	24	17	9	5
Produits pétroliers	188	177	178	152	104
Gaz naturel	149	182	177	125	87
Électricité	313	450	510	515	507
<b>Ménages</b>					
Charbon	75	53	37	23	16
Produits pétroliers	717	589	553	473	302
Gaz naturel	273	256	229	151	94
Électricité	431	585	656	633	587

Source : modèle GEMINI-E3

## 7.2. Production d'électricité

**Tableau n° 72 : Mix énergétique dans la production d'électricité en pourcentage – Scénario 450 et prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
<b>France</b>					
Charbon	4 %	2 %	2 %	1 %	1 %
Produits pétroliers	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Gaz naturel	3 %	2 %	2 %	1 %	0 %
Nucléaire	76 %	80 %	82 %	83 %	84 %
Renouvelable	16 %	15 %	14 %	14 %	15 %
<b>Reste de l'Union européenne</b>					
Charbon	38 %	27 %	27 %	29 %	31 %
Produits pétroliers	6 %	3 %	3 %	2 %	1 %
Gaz naturel	19 %	17 %	16 %	12 %	8 %
Nucléaire	21 %	31 %	30 %	31 %	34 %
Renouvelable	16 %	22 %	25 %	25 %	25 %
<b>Reste du Monde</b>					
Charbon	42 %	34 %	34 %	34 %	44 %
Produits pétroliers	8 %	4 %	4 %	3 %	1 %
Gaz naturel	18 %	19 %	17 %	11 %	4 %
Nucléaire	12 %	16 %	15 %	15 %	15 %
Renouvelable	20 %	27 %	30 %	37 %	38 %
<b>Monde</b>					
Charbon	40 %	32 %	32 %	33 %	40 %
Produits pétroliers	7 %	4 %	4 %	3 %	1 %
Gaz naturel	18 %	18 %	17 %	11 %	5 %
Nucléaire	16 %	19 %	19 %	18 %	20 %
Renouvelable	19 %	26 %	29 %	35 %	35 %

Source : modèle GEMINI-E3



7.3. Émissions de gaz à effet de serre

**Tableau n° 73 : Émissions de gaz à effet de serre en MtCeq  
Scénario 450 et prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	149	127	115	97	69
EUR	1 146	939	809	649	453
XEU	148	126	107	83	57
USA	1 912	1 544	1 339	1 048	764
JAP	335	282	256	224	164
CAZ	369	303	243	178	119
FSU	878	811	701	466	279
IND	490	532	539	527	453
CHI	1 509	1 514	1 423	1 142	876
ASI	848	853	821	701	520
BRA	278	269	250	192	132
LAT	552	549	494	396	286
MID	524	598	541	373	219
AFR	620	667	648	554	414
Monde	9 759	9 115	8 286	6 629	4 806

Source : modèle GEMINI-E3

**Tableau n° 74 : Émissions de CO<sub>2</sub> en MtC  
Scénario 450 et prix élevés des énergies**

	2006	2020	2030	2040	2050
FRA	108	92	86	73	51
EUR	946	785	686	543	367
XEU	116	98	85	65	43
USA	1 622	1 315	1 150	878	611
JAP	310	257	234	204	146
CAZ	264	210	176	127	82
FSU	655	642	579	383	225
IND	317	355	309	254	176
CHI	1 055	1 099	901	610	387
ASI	535	549	513	408	269
BRA	94	80	75	62	40
LAT	296	277	263	199	128
MID	384	443	426	285	155
AFR	238	245	226	173	116
Monde	6 938	6 446	5 707	4 264	2 798

Source : modèle GEMINI-E3



# Trajectoires de prix du carbone calculées avec le modèle IMACLIM-R

*Renaud Crassous*  
*CIREC*

9 juin 2008

## Introduction

### Délimitation du sens de la « valeur » du carbone

1. Si le mandat de la consultation du Centre d'analyse stratégique porte sur un problème bien spécifique, concernant la valeur monétaire à attribuer aux émissions de GES dans les analyses coûts/bénéfices des projets d'infrastructure, la recherche d'une réponse adéquate requiert d'embrasser un champ scientifique beaucoup plus large, incluant les différents outils de modélisation intégrée, les instruments d'internalisation des émissions de GES, la décision sous incertitude ou encore la prospective technologique dans de nombreux secteurs. Comme tout modèle, l'outil utilisé ici, IMACLIM-R, ne couvre qu'une partie de ce champ de questions. Il est donc nécessaire, avant de présenter les résultats quantitatifs attendus, de délimiter le sens des résultats produits, que ce soit du côté de la méthode scientifique ou de celui de son utilisation à des fins de décision.

2. Le sens d'un scénario de valeur du carbone dépend d'abord du modèle ou du raisonnement qui a permis de l'obtenir. Très schématiquement, il est possible de classer les modèles selon deux critères :

- *Optimisation vs. simulation* : les modèles d'optimisation calculent une trajectoire économique et/ou énergétique *optimale*, c'est-à-dire qui maximise le bien-être social ou minimise le coût de respect d'une contrainte d'émissions, tandis que les modèles de simulation projettent une trajectoire économique et/ou énergétique *possible*, pour un jeu donné de politiques et mesures ;

- *Bottom-Up vs. Top-Down* : les modèles *Bottom-Up* s'appuient sur une représentation précise des technologies et des dynamiques sectorielles tandis que les modèles *Top-Down* décrivent l'économie dans son ensemble de manière plus agrégée. Depuis plus d'une décennie, de nombreux modèles dits *hybrides* articulent simultanément ces deux approches.

Le croisement de ces deux critères donne les quatre catégories suivantes :

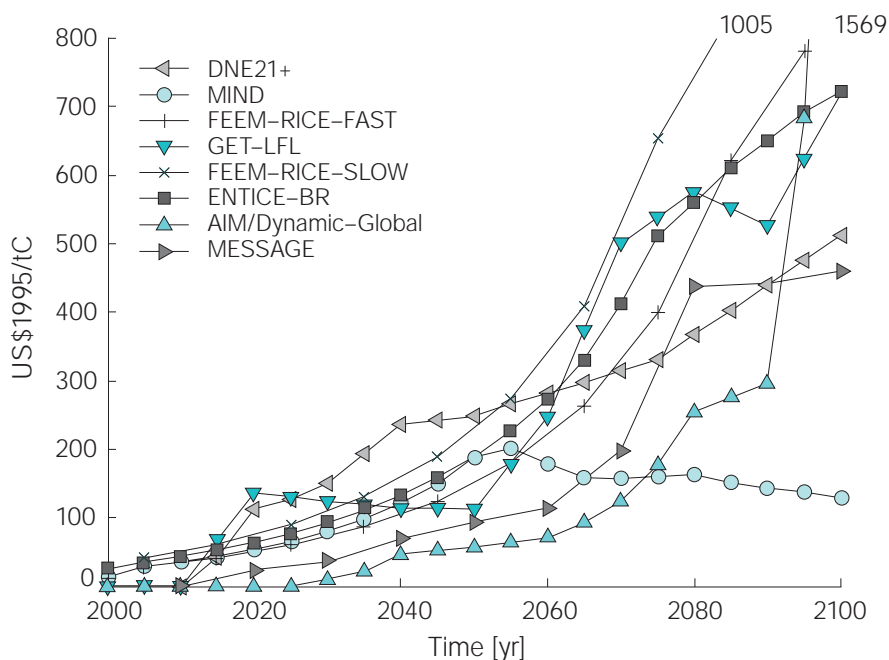
	Outils positifs – simulation	Outils normatifs – optimisation
<i>Bottom-Up</i>	Modèle d'équilibre partiel (POLES, TIMER)	Modèle d'optimisation énergétique (MARKAL, MiniCAM)
<i>Top-Down</i>	Modèle d'équilibre général (EPPA, GEMINI-E3, LINKAGE)	Modèle de contrôle optimal (DICE, RICE, RESPONSE)

Ces types de modèles induisent des « valeurs » du carbone dont le sens est fondamentalement différent :

- la valeur sociale du carbone (VSC) fournie par les modèles de contrôle optimal traduit en chaque point du temps le coût social d'une tonne de CO<sub>2</sub> émise. C'est une grandeur qui intègre une dimension morale, notamment à travers le choix des modalités de l'optimisation (analyse coûts/bénéfices ou analyse coûts/efficacité) et des paramètres de l'optimisation (taux d'actualisation, fonction de bien-être social, etc.). La prise en compte de l'incertitude (sur les coûts, les dommages climatiques, le niveau de concentration, etc.) dans l'optimisation est primordiale et modifie significativement les résultats, en faveur d'une action plus précoce et d'une décision séquentielle;
- la trajectoire de prix du carbone fournie par un modèle d'optimisation énergétique traduit le signal-prix nécessaire à la bifurcation du système énergétique vers les usages et les technologies permettant d'atteindre la décarbonisation attendue dans le ou les secteurs considérés;
- les modèles de simulation ne génèrent pas eux-mêmes une trajectoire de prix du carbone, mais ils peuvent permettre, par tâtonnement, de trouver une trajectoire de prix unitaire de l'émission de carbone qui induise, en étant imposée au fil de la simulation, une bifurcation vers le scénario d'émissions souhaité.

3. La littérature scientifique abondante sur le sujet fait ressortir une incertitude très large sur les valeurs du carbone pour un objectif donné de stabilisation des concentrations de GES dans l'atmosphère (graphique n° 1). Cette incertitude est au moins autant liée au paramétrage des modèles qu'à leur diversité structurelle (GIEC, 2001). En dépit du recours à plusieurs modèles distincts par leur structure et leur paramétrage, l'exercice mené par le Centre d'analyse stratégique ne pourra représenter qu'une partie de cette incertitude.

**Graphique n° 1 : Illustration de l'incertitude sur la trajectoire de valeur du carbone pour une stabilisation à 450 ppm CO<sub>2</sub>**



Source : « Innovation Modelling Comparison Project », The Energy Journal, Special Issue, 2006<sup>1</sup>

Au vu de cette incertitude, il semble primordial d'adopter un double positionnement vis-à-vis des modèles et de leurs résultats :

- chercher à définir systématiquement des *intervalles* de valeur du carbone plutôt que des valeurs absolues. L'enjeu final étant bien d'intégrer les émissions de GES dans l'évaluation des projets d'infrastructures, l'incertitude sur la valeur du carbone « pertinente » impose d'examiner systématiquement la *robustesse* des évaluations au vu d'un intervalle de valeur du carbone ;
- extraire du comportement des modèles des leçons qualitatives au moins aussi importantes que les niveaux chiffrés de valeur carbone obtenus avec quelques simulations. Nous tenterons précisément de dégager au fil des résultats présentés ici quelques-unes des observations essentielles pour la décision.

4. Il faut aussi souligner le rôle crucial que peut avoir l'affichage par l'autorité publique d'une certaine valeur du carbone, bien au-delà du champ de l'évaluation des projets d'infrastructures. Une bifurcation massive et rapide de l'économie vers une trajectoire peu émettrice de carbone nécessite que l'ensemble des agents économiques puisse anticiper une contrainte suffisamment forte à un horizon suffisamment proche pour que leurs perspectives d'activité, de profit ou d'utilité en soient affectées et qu'ils prennent des décisions d'investissements ou de changements de comportements visant à s'adapter à la contrainte.

1 - Voir aussi la figure TS.9 (p. 40) du résumé technique du 4<sup>e</sup> rapport d'évaluation du GIEC (WG III).

La formulation pragmatique du rôle de l’affichage d’une certaine valeur du carbone (ou de tout ensemble de signaux pouvant traduire assez précisément une future pression sur les émissions) sur les anticipations imparfaites et les décisions des agents implique de prendre une certaine distance par rapport au profil optimal exponentiel de la valeur du carbone. Il faut pour cela bien distinguer d’une part l’affichage et l’adoption par l’autorité publique d’une valeur du carbone, d’autre part le prix du carbone qui peut s’établir à moyen terme sur un marché de permis régional ou international.

Schématiquement, si les agents économiques anticipent tous le risque d’une valeur du carbone élevée, ils vont formuler des choix d’investissements et de comportements qui auront un effet à la baisse sur le prix futur des quotas d’émissions, à enveloppe d’émissions constante. En revanche, si tous les agents économiques anticipent une valeur du carbone relativement indolore à moyen terme, aucune bifurcation significative ne sera amorcée et le prix nécessaire pour remplir la contrainte d’émissions future risque d’être plus élevé à terme<sup>1</sup>. Le recours à un profil croissant de la valeur du carbone ne pourra pas déclencher une réorientation significative et rapide des choix d’investissements et de comportements – ni la réduction attendue des émissions – si la valeur du carbone reste trop faible à l’horizon de temps sur lequel les agents formulent des anticipations.

5. Notons enfin un certain paradoxe entre l’objet de la consultation du Centre d’analyse stratégique et ce que peuvent représenter les modèles utilisés pour y répondre, paradoxe lié au rôle des infrastructures dans la bifurcation de notre trajectoire d’émissions. En fait, il faut préciser que les modèles utilisés dans cette consultation ne représentent pas (ou mal) le rôle des infrastructures dans l’organisation spatiale des activités, les choix modaux et les choix de consommation, et donc ne sont en général pas capables de simuler la contribution des choix d’infrastructures dans les trajectoires d’émissions<sup>2</sup>. Les valeurs produites par ces modèles s’entendent donc « hors mécanismes d’induction par les infrastructures ». Pourtant, l’objet de la réévaluation de la valeur tutélaire du carbone qui résultera de cette consultation est bien de permettre une réorientation significative des choix d’infrastructures en France, pour contribuer d’une manière significative aux efforts de réduction entrepris à l’échelle nationale, conformément aux déclarations du Grenelle de l’environnement.

1 – Intuitivement, le profil optimal, qui arbitre entre dépenses d’aujourd’hui et dépenses de demain via une actualisation intertemporelle, est entre ces deux situations contra-réalisatrices. Mais il faut se rendre à l’évidence que les conditions d’existence des marchés à terme qui seraient nécessaires pour que l’optimisation intertemporelle sur le long terme puisse avoir une traduction opérationnelle dans les anticipations réelles des agents économiques ne sont en général pas réunies (voir par exemple Stiglitz, 1974).

2 – IMACLIM-R inclut seulement une représentation sommaire des infrastructures de transport routier pour le trafic des véhicules particuliers, mais qui suffit pour une représentation efficace des « *lock-in* » des besoins de transport par mode. Cette représentation a permis de souligner que les choix d’infrastructures constituaient un levier d’action important susceptible de diminuer sensiblement le coût marginal et le coût total de réduction, en particulier pour les cibles de stabilisation les plus importantes (Crassous *et al.*, 2006).

# 1. Scénario de référence

6. Les hypothèses nécessaires à la simulation de trajectoires macro-énergétiques dans IMACLIM-R concernent (i) le moteur de croissance lui-même<sup>1</sup> (population, rattrapage de productivité sectorielle dans chaque région, taux d'épargne), (ii) les possibilités de changement et de progrès techniques, en particulier dans le domaine énergétique (technologies, progrès technique, (iii) l'évolution des styles de développement (par exemple, surfaces d'habitation, stocks d'équipements et de véhicules). En résumé, le scénario de référence utilisé pour ces simulations est caractérisé par :

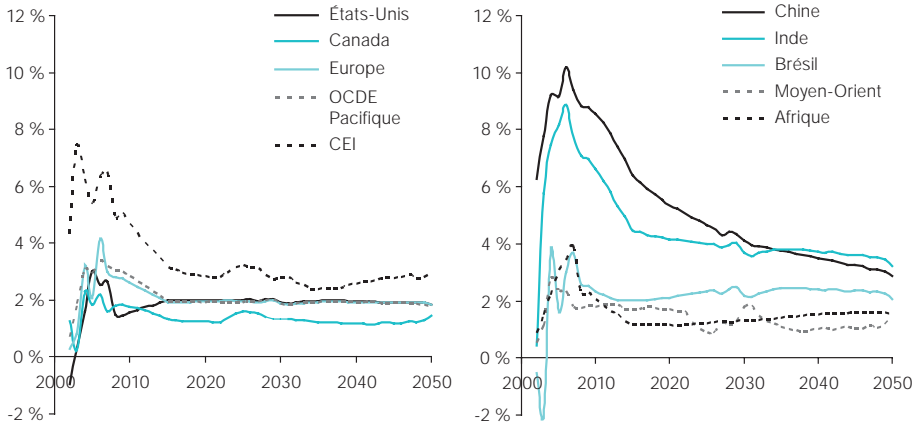
- un scénario démographique médian<sup>2</sup> : la population mondiale atteint 9 milliards d'individus en 2050, dont 16 % seulement dans les pays de l'OCDE, 15 % en Chine, 18 % en Inde et 20 % en Afrique. Plusieurs régions (la CEI, le Japon, l'Europe, la Chine) ont une population décroissante pendant une ou plusieurs décennies à la fin du demi-siècle ;
- une croissance à 2 % de la productivité du travail aux États-Unis, à peu près suivie dans les autres pays de l'OCDE (hors CEI) ;
- un scénario de rattrapage économique hétérogène : le scénario de PIB de l'AIE nous contraint à supposer que le rattrapage de la Chine est très efficace dans tous les secteurs (2,5 % par an), tandis qu'il est plus lent (1,1 %) en Inde, sauf dans le secteur des services, et qu'il est quasiment nul dans les autres pays en développement ;
- un paramétrage médian des perspectives de progrès technique, avec l'absence de représentation de certaines ruptures technologiques controversées (par exemple, pas de véhicules à hydrogène dans cette version du modèle). Le modèle inclut la capture et séquestration du carbone dans le secteur électrique ;
- des hypothèses de convergence progressive des styles de développement à long terme : les surfaces de logement par habitant, les stocks de véhicules particuliers et les niveaux d'équipements en biens durables croissent avec le revenu réel pour suivre des trajectoires similaires à celles des pays développés dans le passé.

7. Compte tenu de ces hypothèses, le modèle produit une trajectoire mondiale au cours de laquelle les émissions de CO<sub>2</sub> croissent régulièrement jusqu'à 58 GtCO<sub>2</sub> en 2050, dont 12 GtCO<sub>2</sub> en Chine, 11 GtCO<sub>2</sub> aux États-Unis, 7,8 GtCO<sub>2</sub> en Europe, 4,6 GtCO<sub>2</sub> en Inde. En 2050, le secteur de la production d'électricité est le plus gros émetteur (43 % des émissions totales, à cause d'une croissance très importante des besoins en électricité et d'une utilisation massive du charbon sans CCS), suivi par l'industrie (20 %) et les transports (20 %) (graphique n° 2).

1 - Le mandat de référence des modélisateurs était de respecter les projections de PIB du scénario 2007 de l'AIE, mais le caractère endogène de la croissance dans IMACLIM-R nous contraint de reconstituer les déterminants de la croissance en amont qui peuvent induire la croissance voulue.

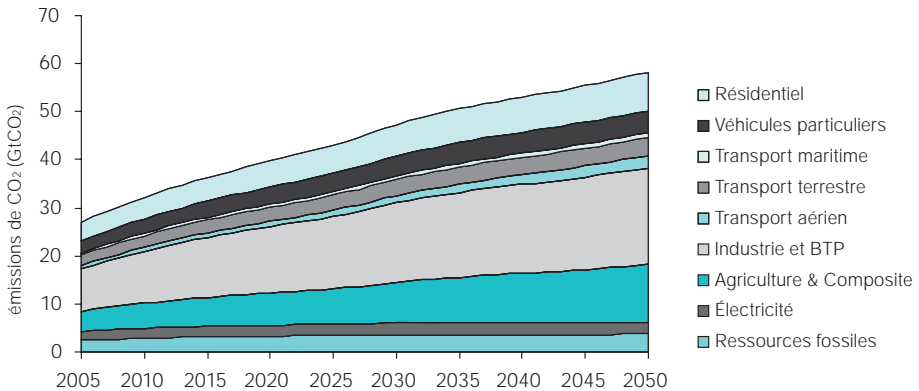
2 - Ce scénario démographique correspond à la projection médiane de l'ONU réactualisée en 2006.

**Graphique n° 2 : Taux de croissance du PIB réel par habitant**  
Scénario de référence



Source : CIRED, modèle IMACLIM-R

**Graphique n° 3 : Émissions mondiales de CO<sub>2</sub> par secteur<sup>1</sup>**  
Scénario de référence

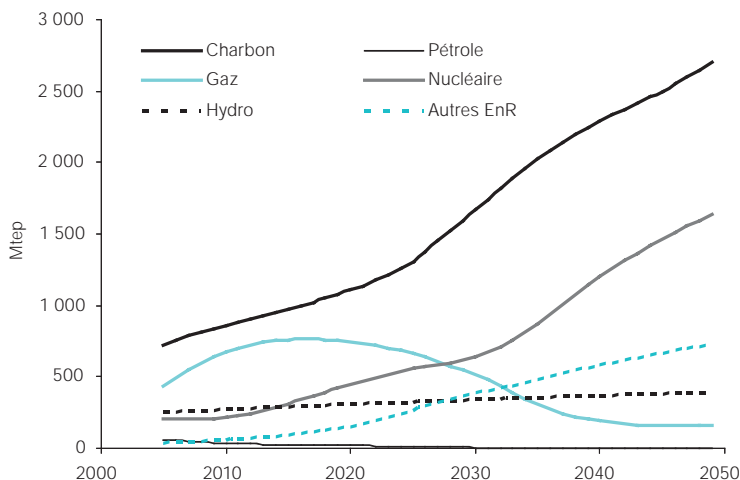


Source : CIRED, modèle IMACLIM-R

La production d'électricité est multipliée par 3,3 entre 2005 et 2050, et cette croissance est assurée principalement en ayant recours au charbon (48 % en 2050), au nucléaire et aux énergies renouvelables.

1 – Les émissions de l'électricité sont ventilées selon les usages finaux.

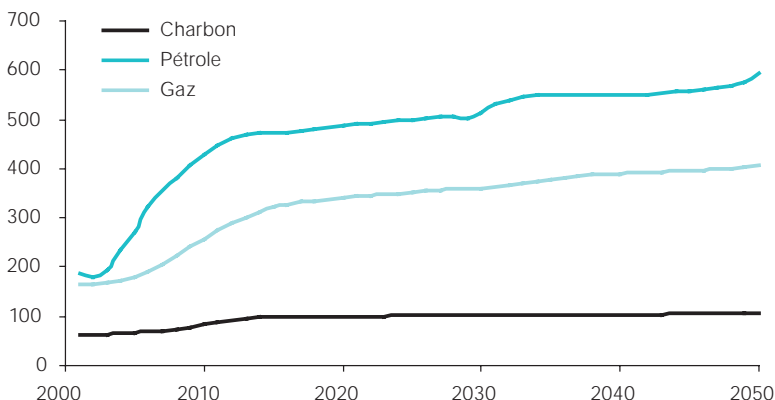
**Graphique n° 4 : Production d'électricité par source**  
Scénario de référence



Source : CIRED, modèle IMACLIM-R

8. Les prix mondiaux du pétrole et du gaz reflètent une tension grandissante sur les ressources<sup>1</sup> et l'entrée progressive d'agroc carburants comme compléments du pétrole (environ 1 000 Mtep et 18 % des carburants en 2050) et stabilisateurs du prix entre 80 et 100 dollars le baril. La filière « coal-to-liquid » est peu sollicitée dans ce scénario à l'horizon 2050, ce sont plutôt les ressources de pétroles non conventionnels qui sont exploitées.

**Graphique n° 5 : Prix mondiaux des ressources fossiles (€/tep)**  
Scénario de référence



Source : CIRED, modèle IMACLIM-R

1 – Le prix mondial du pétrole simulé dans le modèle rend compte de l'évolution des déterminants fondamentaux du prix du pétrole à long terme, dont les coûts d'extraction et de production et le comportement stratégique de l'OPEP. Par hypothèse, le prix ne peut se maintenir durablement au-dessus de 100 dollars le baril car tant les agroc carburants que la production de carburant à partir de charbon sont rentables au-delà de ce seuil.



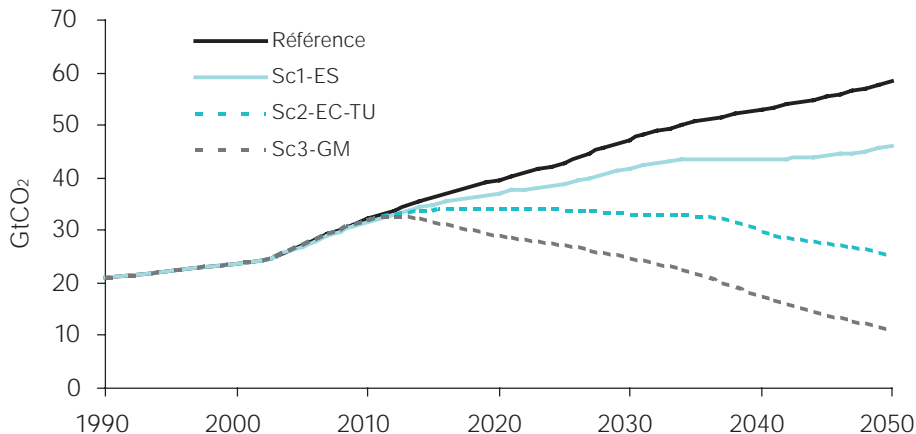
## 2. Scénarios de stabilisation

### 2.1. Hypothèses concernant les politiques mises en œuvre

9. Les scénarios de stabilisation sont calculés à partir de profils d'émissions multigaz *exogènes*. Les enveloppes d'émissions utilisées pour le CO<sub>2</sub> seulement dans IMACLIM-R<sup>1</sup> sont présentées dans le graphique n° 6. On distingue trois degrés de contrainte :

- **Scénario 1 « Europe seule »** : une réduction de 60 % des émissions européennes sans politique de réduction hors de l'Europe ;
- **Scénario 2 « Efforts coordonnés »** : une trajectoire de maîtrise mondiale des émissions, amenant celles-ci à se stabiliser en 2020 puis à décroître pour revenir au niveau de 1990 en 2060, trajectoire qui permettrait une stabilisation ultime des concentrations de GES à 550 ppm CO<sub>2</sub>eq ;
- **Scénario 3 « Gouvernance mondiale »** : une trajectoire de réduction rapide des émissions mondiales à partir de 2020 conduisant à une division par 2 des émissions globales en 2050, et pouvant placer l'économie mondiale sur une trajectoire de stabilisation à 450 ppm CO<sub>2</sub>eq.

Graphique n° 6 : Trajectoire et enveloppes d'émissions des scénarios de stabilisation



Source : CIRED, modèle IMACLIM-R

1 – En utilisant dans IMACLIM-R les mêmes profils de réduction par rapport à 1990 mais pour le CO<sub>2</sub> seulement, on néglige la flexibilité permise par les stratégies multigaz, susceptible de permettre une réduction significative du coût total (cf. exercice EMF 21).

10. Chaque scénario de réduction est obtenu en supposant l'instauration d'un prix unique du carbone homogène sur toutes les émissions de CO<sub>2</sub> d'origine fossile dans le monde. Le profil de cette valeur du carbone est obtenu par tâtonnement pour assurer des points de passage tous les dix ans correspondant aux enveloppes d'émissions ci-dessus.

L'hypothèse d'une politique homogène fondée sur un prix unique mondial n'est pas seulement la plus simple de toutes pour simuler une politique climatique d'envergure. Elle traduit aussi la recommandation canonique de la théorie économique en matière de politique environnementale, selon laquelle la minimisation des coûts de cette politique est réalisée par égalisation des coûts marginaux de réduction des émissions. Loin d'être cantonnée au monde scolaire des manuels d'économie, ce principe constitue un puissant attracteur intellectuel dans le monde économique réel, des négociations internationales aux préconisations des économistes. Nous jouons le jeu de cette recommandation théorique, en supposant qu'un prix unique du carbone peut être instauré dans le monde entier à partir de maintenant. Il nous faut préciser plusieurs points liés aux modalités d'implémentation de cette valeur du carbone dans le modèle IMACLIM-R :

- nous supposons que la valeur du carbone est instaurée via une taxe sur le contenu carbone ajoutée aux prix des ressources fossiles (charbon, pétrole raffiné, gaz) et prélevée dans la région où elles sont consommées ;
- nous supposons que le revenu de la taxe est recyclé en priorité en se substituant exactement aux taxes préexistantes sur la masse salariale, puis sous forme de reversement global aux ménages pour les revenus de la taxe supplémentaires, si la possibilité de diminuer les taxes sur les salaires est épuisée ;
- nous n'envisageons ici aucun transfert international en accompagnement des taxes coordonnées dans chaque région ; nous n'envisageons donc pas les effets directs et indirects d'un marché global de quotas et des échanges de capitaux qui peuvent en découler ;
- la visibilité du profil du prix du carbone est supposée parfaite : autrement dit, les agents économiques connaissent à l'avance le profil de ce prix exogène sur toute la durée de la trajectoire, ce qui leur permet une meilleure anticipation dans leurs choix d'investissement, même si les prix endogènes des biens ne sont, eux, qu'imparfaitement anticipés.

L'instauration du prix du carbone provoque dans le modèle quatre types de changements par rapport au scénario de référence : des gains d'efficacité énergétique supérieurs, des substitutions de sources d'énergie, du progrès technique induit dans les technologies non carbonées et enfin la substitution vers des biens et services moins affectés par le prix du carbone. Ce n'est pas la valeur exogène de la taxe qui prescrit directement ces changements, mais bien les variations de prix relatifs résultant de la propagation du prix du carbone dans toute l'économie. Le prix du carbone nécessaire pour respecter le profil d'émissions exogène propre à chaque scénario de stabilisation nous fournit un indicateur simple de l'intensité de la contrainte, mais la valeur du prix du carbone en chaque point du temps ne dépend pas seulement de la contrainte de volume d'émissions à cette date, mais du profil complet de l'enveloppe, à cause de l'inertie des investissements et des technologies.

## 2.2. Trajectoires de prix du carbone

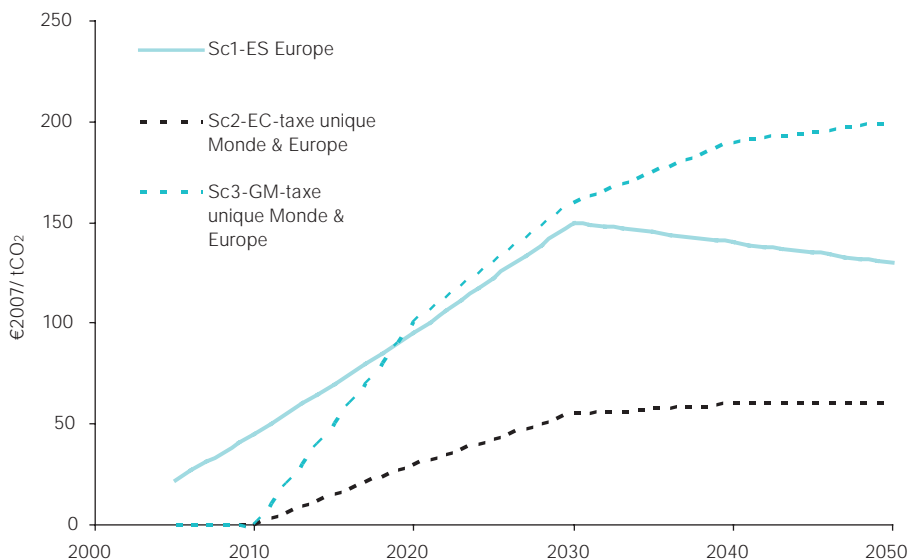
11. Les valeurs du carbone obtenues pour ces trois scénarios sont reportées dans le tableau n° 1 et le graphique n° 7.

Tableau n° 1 : Points de passage des trajectoires de prix du carbone

	2010	2020	2030	2040	2050
Scénario 1 - ES	45	95	150	140	130
Scénario 2 - EC-TU	0	30	55	60	60
Scénario 3 - GM	0	100	160	190	200

Source : CIRED, modèle IMACLIM-R

Graphique n° 7 : Profils de taxe carbone nécessaires au respect des enveloppes d'émissions dans IMACLIM-R



Source : CIRED, modèle IMACLIM-R

La forme concave de ces profils, contrastant avec la croissance exponentielle de la valeur sociale du carbone préconisée par certains exercices théoriques, mérite une explication. Ce type de profil constitué d'une montée rapide du prix d'ici à 2030 et d'un plateau (voire d'une légère décroissance) lors des vingt années suivantes s'explique par la conjonction de deux mécanismes représentés dans le modèle IMACLIM-R :

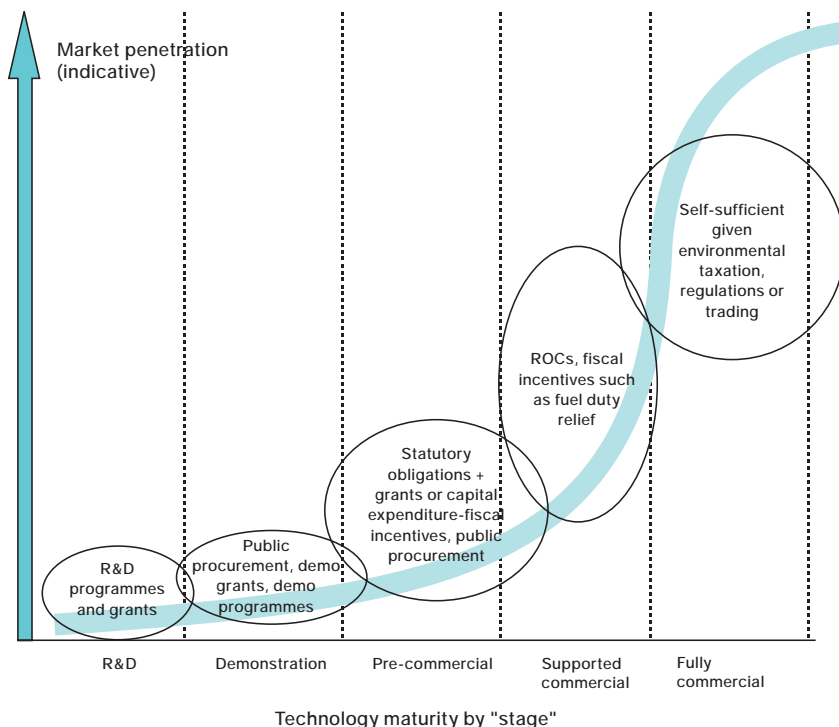
- le jeu d'interaction entre une anticipation parfaite des prix du carbone (à  $t + 10$  ou  $t + 20$  selon les secteurs) et l'inertie des technologies encapsulées dans les équipements : seul l'affichage d'un prix croissant rapidement à  $t + 20$  permet une pénétration massive des technologies moins carbonées et plus efficaces, même si cela implique un effort supplémentaire à court terme ;

- le progrès technique *induit*, qui permet de limiter la hausse (voire d'entamer une baisse) de la taxe après quelques décennies : les technologies peu carbonées, qui étaient marginales parce que peu rentables en début de période, deviennent progressivement plus rentables, d'abord à cause du prix élevé du carbone, puis grâce aux effets d'apprentissage induits par les investissements cumulés. Cet effet renvoie à la courbe en 'S' qui caractérise la pénétration des technologies innovantes (graphique n° 8) selon trois phases : une phase de recherche et développement pour mettre au point la technologie, une phase de pénétration progressive avec soutien fort pour assurer la rentabilité des innovations, puis une phase de gain autonome de parts de marché grâce à l'apprentissage accumulé, phase dans laquelle le soutien au développement peut être supprimé.

12. La trajectoire de prix la plus basse est celle du scénario S2 de stabilisation à 550 ppm CO<sub>2</sub>eq, dans laquelle le prix du carbone croît linéairement pour atteindre 55 euros par tonne de CO<sub>2</sub> en 2030, puis est stabilisé pendant vingt ans à 60 euros par tonne de CO<sub>2</sub>, niveau suffisant pour poursuivre la diminution des émissions mondiales à un rythme de 1,3 % par an. Un prix de 60 euros par tonne à l'horizon 2050 se situe dans la large fourchette d'évaluation reprise dans le 4<sup>e</sup> rapport d'évaluation du GIEC (WG III), allant de 15 \$ à 130 \$ par tonne de CO<sub>2</sub>-équivalent (§ 23, p. 19). En revanche, le même prix en 2030 situe notre simulation sur la borne supérieure de l'intervalle fourni par le même rapport pour 2030, qui va de 5 \$ à 65 \$ par tonne dans les modèles avec progrès technique induit. La combinaison de l'inertie des équipements et d'une anticipation parfaite du prix du CO<sub>2</sub> limitée à un horizon de dix ou vingt ans explique en grande partie pourquoi, dans IMACLIM-R, le prix du CO<sub>2</sub> doit croître rapidement à l'horizon 2030.

13. La trajectoire de prix nécessaire pour respecter l'enveloppe 450 ppm CO<sub>2</sub>eq montre l'effort additionnel auquel il faut consentir pour cette cible de stabilisation plus rigoureuse. En fait, l'enveloppe d'émissions 450 ppm CO<sub>2</sub>eq est doublement plus exigeante que celle correspondant à 550 ppm CO<sub>2</sub>eq : d'une part, les émissions mondiales en 2050 doivent être de 11 GtCO<sub>2</sub> au lieu de 25,5 GtCO<sub>2</sub>, mais d'autre part, le « virage » nécessaire pour infléchir les émissions avant 2015 est beaucoup plus serré. Réussir une telle bifurcation malgré l'inertie des infrastructures, des équipements, des capacités productives et des bâtiments exige un large effort concerté et immédiat dans tous les pays du monde. Cette exigence se traduit logiquement par un prix du carbone croissant très rapidement, pour atteindre 50 €/tCO<sub>2</sub> en 2015, 100 €/tCO<sub>2</sub> en 2020 et 160 €/tCO<sub>2</sub> en 2020. On retrouve enfin un indicateur du défi à long terme que représente cette cible de stabilisation avec un prix de 200 €/tCO<sub>2</sub> en 2050. Ce point de long terme pourrait être largement modifié par l'apparition potentielle de ruptures technologiques peu ou pas représentées dans le modèle. On peut cependant considérer avec plus de robustesse les points de passage des deux prochaines décennies comme des indicateurs de la difficulté de réaliser l'inflexion mondiale des émissions en 2015.

Graphique n° 8 : Courbe de pénétration en 'S' des technologies innovantes



Source : Foxon et al., 2005

### 2.3. Contributions sectorielles aux efforts de réduction

14. Dans ces deux scénarios, les contributions des secteurs dans les efforts de réduction sont très hétérogènes. Le tableau n° 2 fournit un aperçu mondial des contributions sectorielles dans le cumul des réductions réalisées entre 2010 et 2050 par rapport au scénario de référence, dans le cas des deux scénarios et aussi pour les réductions additionnelles du scénario 450 ppm par rapport au scénario 550 ppm<sup>1</sup>. Il importe de conserver à l'esprit que ces chiffres dépendent largement du contenu structurel et technique du scénario de référence, par rapport auquel ces réductions sont réalisées. L'étude des réductions sectorielles au niveau mondial permet de dégager les points suivants :

- Dans le scénario 550 ppm CO<sub>2</sub>eq, les secteurs contribuant le plus largement aux réductions sont l'industrie (34 %), l'énergie consommée dans les bâtiments (30 %) – résidentiel et tertiaire – et la production d'énergie (14 %). Par rapport aux intervalles donnés par le GIEC, ces réductions font ressortir un certain optimisme pour les réductions de l'industrie et une valeur moyenne des potentiels de réduction dans les bâtiments. Cette différence est liée à la fois au contenu

1 – Ces chiffres sont directement comparables avec les potentiels synthétisés par le GIEC (2007, SPM WG III) car nous avons comptabilisé les émissions au niveau des usages finaux – autrement dit les émissions liées à la production d'électricité sont ventilées dans les secteurs au prorata de leur consommation d'électricité – comme dans le graphique du GIEC (note 1, SPM III, p. 11).

de notre scénario de référence (croissance très industrielle dans les pays émergents et industrie très intense en carbone; gains d'efficacité déjà présents à cause de la hausse des prix des ressources fossiles) et aux hypothèses technologiques que nous avons adoptées.

**Tableau n° 2 : Contribution des différents secteurs aux réductions d'émissions cumulées**

	Réductions totales 550 ppm	Réductions additionnelles 450 ppm	Réductions totales 450 ppm
Réductions cumulées 2010-2050	597 GtCO <sub>2</sub>	342 GtCO <sub>2</sub>	939 GtCO <sub>2</sub>
Ressources fossiles	6 %	10 %	7 %
Électricité	8 %	3 %	6 %
Agriculture & Composite	23 %	15 %	20 %
Industrie et BTP	34 %	40 %	36 %
Transport aérien	1 %	2 %	1 %
Transport terrestre	4 %	6 %	5 %
Transport maritime	1 %	1 %	1 %
Véhicules particuliers	5 %	13 %	8 %
Résidentiel	19 %	10 %	16 %

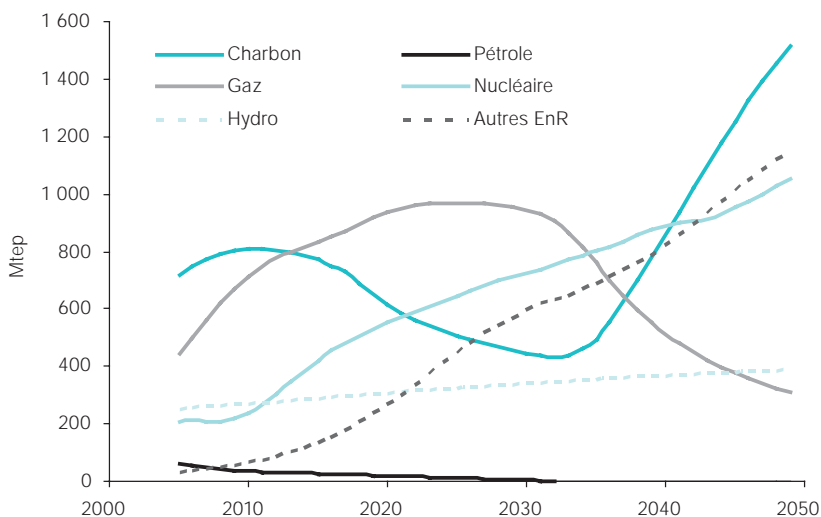
Source : CIRED, modèle IMACLIM-R

- Dans le résidentiel, la consommation unitaire par mètre carré diminue de 50 % en moyenne dans les pays de l'OCDE, ce qui est plutôt faible par rapport à la taille des potentiels habituellement cités, mais il faut rappeler qu'une partie significative des gains d'efficacité possibles est déjà effectuée dans le scénario de référence. Dans les pays émergents, la consommation unitaire par mètre carré en 2050 est inférieure de 35 % et 20 % par rapport au scénario de référence à la même date, respectivement en Chine et en Inde, malgré de fortes dynamiques d'équipements dans ces pays émergents. Une majeure partie des potentiels est réalisée dans le scénario 550 ppm, donc à moins de 60 dollars par tonne de CO<sub>2</sub> : le surcroît de taxe dans le scénario 450 ppm induit moins de 10 % d'efficacité supplémentaire.
- Les émissions liées à la production d'électricité en 2050 sont réduites de 89 % dans le scénario 550 ppm et de 98 % dans le scénario 450 ppm. Cette réduction quasi totale est d'abord permise par des efforts considérables d'efficacité énergétique du côté de la demande finale, efforts qui permettent une diminution de la production totale de 20 % dans le scénario 550 ppm malgré les nombreuses substitutions vers l'électricité dans les usages finaux<sup>1</sup>. Le secteur électrique connaît simultanément une réorientation totale des choix d'investissements de production, qui s'effectue en deux phases : de 2010 à 2030, nous

1 – Dans le scénario 450 ppm, cette réduction n'est que de 15 % par rapport à la référence à cause de l'effet dominant des substitutions additionnelles vers l'électricité dans les usages finaux.

observons une orientation majoritaire vers le gaz, le nucléaire et les renouvelables, qui croissant au moins au même rythme que dans le scénario de référence une demande globale moindre, tandis que la part du charbon diminue quasiment au rythme du vieillissement des centrales à charbon; de 2030 à 2050, le nucléaire et les renouvelables continuent d'assurer une part croissante de la production, tandis que le charbon revient en force pour remplacer le gaz, grâce au développement massif de centrales équipées des techniques de capture et séquestration du CO<sub>2</sub>.

**Graphique n° 9 : Mix technologique de la production électrique**  
Scénario 550 ppm CO<sub>2</sub>eq



Source : CIRED, modèle IMACLIM-R

- La contribution des transports à l'effort global est plus faible que celle des autres secteurs dans les deux scénarios de stabilisation. Dans le scénario 550 ppm, l'aérien ne réduit que de 20 % par rapport au scénario de référence en 2050 (avec une multiplication par 3 par rapport à 2005), les véhicules particuliers de 30 % et les autres transports terrestres de 35 %, pour une contribution totale à l'effort global de 11 % avec le transport maritime. Dans le scénario 450 ppm, la contribution des transports aux efforts additionnels monte à 22 %, grâce à (i) une large pénétration des véhicules hybrides et électriques dans la flotte des véhicules particuliers, qui permet, pour une mobilité quasi inchangée, de réduire de 80 % les émissions par rapport au scénario de référence, (ii) des gains d'efficacité supplémentaires et une baisse d'activité de 5 % par rapport au scénario 550 ppm qui permettent de réduire les émissions de 31 % en 2050, (iii) un report important du fret sur le rail qui permet une baisse de 58 % des émissions des autres transports terrestres.

Ces résultats suffisent à souligner que les émissions des transports peuvent constituer un point de blocage des politiques de réduction des émissions, susceptible d'exiger une croissance très élevée du signal-prix pour infléchir les émissions de ce secteur. En fait, cette observation découle de la combinaison

de deux mécanismes représentés dans IMACLIM-R : d'une part, la très faible élasticité de la mobilité motorisée et à grande vitesse au prix du CO<sub>2</sub>, d'autre part, les obstacles à la pénétration des technologies peu émettrices (fiscalité préexistante, réseaux, etc.).

## 2.4. Contributions régionales aux efforts de réduction

15. La contribution des différentes régions aux efforts globaux est aussi très hétérogène. La mesure de ces contributions régionales n'est pas triviale, parce qu'elle dépend sensiblement de l'indicateur choisi pour quantifier l'effort de réduction : pourcentage de réduction par rapport à un scénario de référence, volume de réductions cumulées, émissions par habitant, ratio émissions/PIB, coût macroéconomique, etc. Nous nous limitons ici à deux indicateurs : les réductions régionales relatives par rapport à la référence et l'évolution des émissions par habitant.

Le tableau n° 3 fournit les pourcentages d'abattement réalisés en 2020, 2030 et 2050. L'hétérogénéité des efforts, mesurés par rapport au scénario de référence, s'amointrit au fur et à mesure que la contrainte devient plus sévère. La contribution de chaque région dépend des potentiels de réduction dont elle dispose dans son propre système énergétique, du dynamisme de ses activités émettrices (transport, logement, industrie) et de sa sensibilité à un prix international du carbone.

**Tableau n° 3 : Réduction des émissions de GES par rapport au scénario de référence**

	550 ppm			450 ppm		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
États-Unis	13 %	31 %	39 %	20 %	45 %	80 %
Canada	2 %	20 %	41 %	8 %	32 %	76 %
Europe	12 %	28 %	46 %	22 %	43 %	77 %
OCDE Pacifique	12 %	29 %	50 %	24 %	49 %	78 %
CEI	9 %	23 %	36 %	23 %	43 %	86 %
Chine	18 %	31 %	47 %	37 %	50 %	81 %
Inde	27 %	40 %	42 %	45 %	57 %	86 %
Bésil	10 %	20 %	59 %	26 %	42 %	73 %
Moyen-Orient	6 %	21 %	44 %	25 %	50 %	77 %
Afrique	15 %	37 %	39 %	28 %	53 %	83 %
Reste Asie	16 %	31 %	47 %	27 %	47 %	79 %
Reste Am. latine	6 %	26 %	47 %	19 %	47 %	80 %

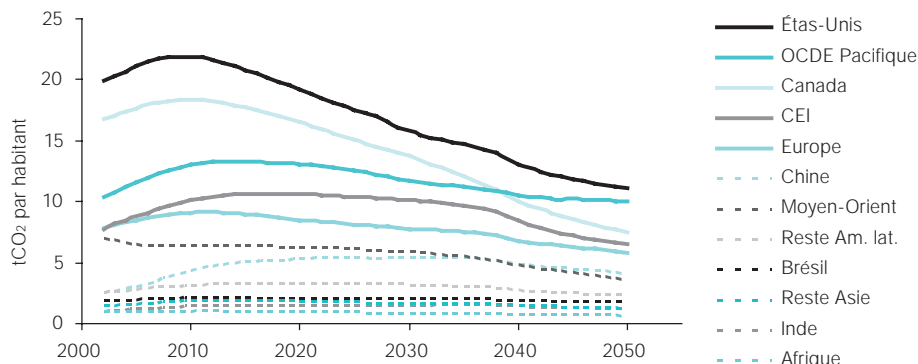
Source : CIRED, modèle IMACLIM-R



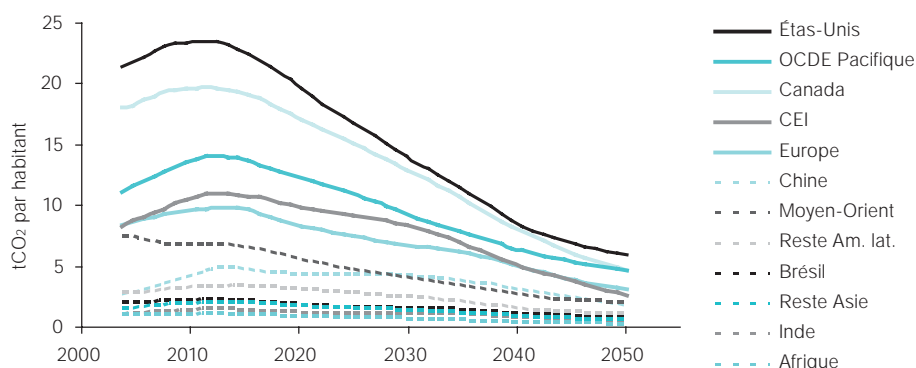
Notre second indicateur, l'évolution des émissions par habitant, a l'avantage de ne pas dépendre du scénario de référence et il est fréquemment utilisé comme repère d'une répartition équitable des droits d'émissions dans l'atmosphère<sup>1</sup>. Le graphique n° 10 fournit l'évolution des émissions par habitant dans les deux scénarios de stabilisation. Malgré l'apparence d'une convergence partielle des émissions, le calcul du coefficient de Gini interrégional pour les émissions montre que la taxe unique mondiale ne diminue que très partiellement les inégalités : de 0,75 en 2005, ce coefficient atteint 0,68 en 2050 dans le scénario 550 ppm et seulement 0,71 dans le scénario 450 ppm. Ce calcul révèle d'ailleurs que le surcroît d'effort exigé pour respecter la trajectoire de stabilisation à 450 ppm *avec une taxe unique* débouche sur des inégalités d'émissions plus fortes que dans le cas 550 ppm, ce que le graphique n° 10 confirme d'une autre façon : dans le cas 450 ppm les émissions par habitant des pays en développement déclinent dès 2010 ou 2020, alors que dans le cas 550 ppm elles peuvent continuer à augmenter ou stagner jusqu'en 2040 voire 2050.

Graphique n° 10 : Émissions par habitant

a) Scénario 550 ppm



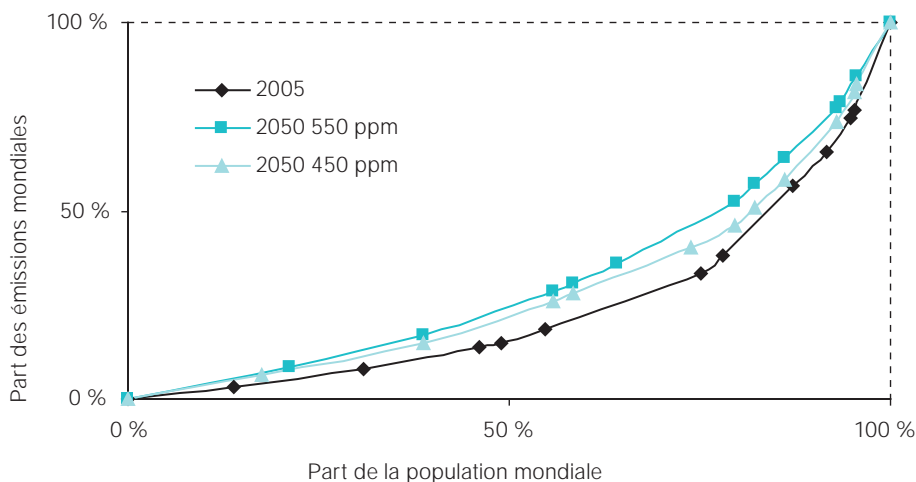
b) Scénario 450 ppm



Source : CIRED, modèle IMACLIM-R

1 – Nous sommes nous-mêmes très réservés sur le caractère équitable d'une convergence à terme des émissions par tête, étant donné que les besoins de services énergétiques et de mobilité dépendent de la localisation dans le monde, et que la production globalisée d'une part des biens et services que nous consommons rend complexe une juste attribution des émissions liées à cette production.

## Graphique n° 11 : Inégalité mondiale de répartition des émissions de GES en fonction de la population



Source : CIRED, modèle IMACLIM-R

Si le système représenté ici, fait d'une taxe unique mondiale, devait être remplacé par un système global de permis négociables sans restriction d'échanges, il faudrait décider d'une règle d'allocation internationale des quotas. Dans le paysage des multiples règles proposées lors des négociations ou dans la littérature, l'idée d'une convergence à long terme de la quantité de quotas par habitant se dégage régulièrement comme cible ultime, en invoquant un droit universel à émettre des GES. Si l'allocation des quotas devait respecter cette convergence en 2050, les transferts de quotas seraient considérables pour compenser la différence entre les émissions effectives et les allocations. Ceci nous invite à penser que l'association d'un instrument de prix unique *et* une répartition des allocations convergeant vers une égalité par tête ne sont pas compatibles parce que de tels transferts seraient difficilement acceptables politiquement et économiquement.

Donc, si la priorité est ce principe de convergence par tête, il faudra se résoudre à utiliser des instruments de réduction qui conduisent à se rapprocher *dans les faits* d'une convergence des émissions effectives par tête, ce qui suppose de différencier les prix du carbone, de demander plus d'efforts aux pays industrialisés et moins d'efforts aux PED qui sont encore au-dessous de la valeur de convergence (Chine, Inde, reste de l'Asie, Afrique). En revanche, si la priorité est de minimiser les coûts globaux sur le principe d'une égalisation du coût marginal d'abattement pour toutes les régions, alors il faudrait renoncer à une allocation par tête pour des formules pouvant combiner différents indicateurs régionaux (cf. règles multicritères, règle du triptyque, etc.) : performance CO<sub>2</sub> des économies (ratio émissions sur PIB), responsabilités historiques, contraintes locales (climat, étendue du territoire), etc.

# Scénarios d'émission pour les chroniques de la valeur tutélaire du carbone

*Patrick Criqui, Silvana Mima et Alban Kitous*  
*LEPII, CNRS-université de Grenoble, ENERDATA s.a.s*

2 mai 2008

## 1. Profils d'émission

Les profils d'émission construits dans le cadre de l'étude tiennent compte d'une part des dernières tendances constatées pour l'évolution des émissions de carbone (P. Ciais, 2007), d'autre part des évaluations de la croissance 2000-2005 menées par l'Environmental Protection Agency (EPA) pour les autres GES. Pour la projection, ils s'appuient sur la typologie construite dans le cadre du Groupe 3 du GIEC, dans le quatrième rapport d'évaluation.

**Tableau n° 1 : Profils d'émission dans le résumé pour les décideurs du rapport du Groupe 3 du GIEC, quatrième rapport d'évaluation**

Catégories	I	II	III	IV	V	VI
Effet radiatif en $W/m^2$	2,5 – 3,0	3,0 – 3,5	3,5 – 4,0	4,0 – 5,0	5,0 – 6,0	6,0 – 7,5
Concentration en $CO_2$ <sup>c)</sup> en ppm	350 – 400	400 – 440	440 – 485	485 – 570	570 – 660	660 – 790
Concentration en $CO_2eq$ <sup>c)</sup> en ppm	445 – 490	490 – 535	535 – 590	590 – 710	710 – 855	855 – 1 130
Augmentation de la température moyenne globale au-dessus de l'équilibre préindustriel, en utilisant la « meilleure estimation » de la sensibilité climatique <sup>b) c)</sup> en °C	2,0 – 2,4	2,4 – 2,8	2,8 – 3,2	3,2 – 4,0	4,0 – 4,9	4,9 – 6,1
Année d'émission maximale de $CO_2$ <sup>d)</sup>	2000 – 2015	2000 – 2020	2010 – 2030	2020 – 2060	2050 – 2080	2060 – 2090
Émissions globales de $CO_2$ en 2050 % par rapport aux émissions en 2000 <sup>d)</sup>	– 85 à – 50	– 60 à – 30	– 30 à + 5	+ 10 à + 60	+ 25 à + 85	+ 90 à + 140
Nombre de scénarios évalués (Total : 177)	6	18	21	118	9	5

a) La compréhension de la « réponse du système climatique au forçage radiatif » et les « rétroactions » sont évaluées dans le Rapport RE4 du GT 1. Les rétroactions entre le cycle du carbone et les changements climatiques affectent

l'atténuation requise pour une stabilisation à un niveau donné de la concentration du dioxyde de carbone atmosphérique. On s'attend à ce que, le climat se réchauffant, ces rétroactions augmentent la fraction des émissions anthropiques demeurant dans l'atmosphère. Il se pourrait donc que les études concernées aient sous-estimé les réductions d'émissions requises pour atteindre un niveau de stabilisation donné.

b) La meilleure estimation de la sensibilité climatique représente 3 °C [GT 1 RID].

c) Notons que la température globale moyenne à l'équilibre se distingue de la température globale moyenne prévue pour le moment où les concentrations des GES seront stabilisées par l'inertie du système climatique. D'après la majorité des scénarios évalués, les concentrations des GES se stabiliseront entre 2100 et 2150.

d) La fourchette correspond aux 15<sup>e</sup> – 85<sup>e</sup> percentiles de la distribution des scénarios de post-TRE. Les émissions de  $CO_2$  sont indiquées de façon à ce que les scénarios de gaz multiples puissent être comparés aux scénarios uniquement  $CO_2$ .

Source : GIEC

**Tableau n° 2 : Profils d'émission retenus dans l'étude  
« Valeur tutélaire du carbone »**

	1990	2000	2006	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Scénario 1 – « Europe isolée »</b>								
Europe	100	90	92	92	80	65	50	40
TCAM*		-1,0 %	0,4 %	0,0 %	-1,4 %	-2,1 %	-2,6 %	-2,2 %
Monde	100	110	130	Réf.	Réf.	Réf.	Réf.	Réf.
<b>Scénario 2 – « Engagements différés »</b>								
Europe	100	90	92	92	70	48	30	20
TCAM*		-1,0 %	0,4 %	0,0 %	-2,7 %	-3,7 %	-4,6 %	-4,0 %
Monde	100	110	130	140	150	145	130	110
TCAM*		1,0 %	2,8 %	1,9 %	0,7 %	-0,3 %	-1,1 %	-1,7 %
<b>Scénario 3 – « Gouvernance mondiale forte »</b>								
Europe	égalité des CMR							
Monde	100	110	130	140	140	115	80	50
TCAM*		1,0 %	2,8 %	1,9 %	0,0 %	-1,9 %	-3,6 %	-4,6 %
<b>Scénario 4 – « Gouvernance mondiale peu ambitieuse »</b>								
Europe	égalité des CMR							
Monde	100	110	130	140	150	145	130	110
TCAM*		1,0 %	2,8 %	1,9 %	0,7 %	-0,3 %	-1,1 %	-1,7 %
	2060	2070	2080	2090	2100			
<b>Scénario 1 – « Europe isolée »</b>								
Europe								
TCAM*								
Monde								
<b>Scénario 2 – « Engagements différés »</b>								
Europe								
TCAM*								
Monde	90	74	60	49	40			
TCAM*	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %			
<b>Scénario 3 – « Gouvernance mondiale forte »</b>								
Europe								
Monde	33	25	20	18	18			
TCAM*	-4,0 %	-3,0 %	-2,0 %	-1,0 %	0,0 %			
<b>Scénario 4 – « Gouvernance mondiale peu ambitieuse »</b>								
Europe								
Monde	90	74	60	49	40			
TCAM*	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %			

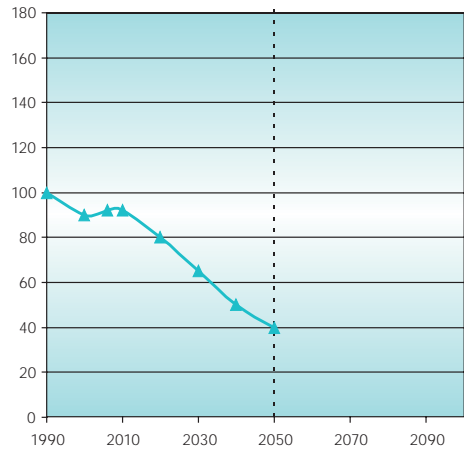
(\*) TCAM : taux de croissance annuel moyen

Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

## 1.1. Le scénario S1 ou « l'Europe isolée »

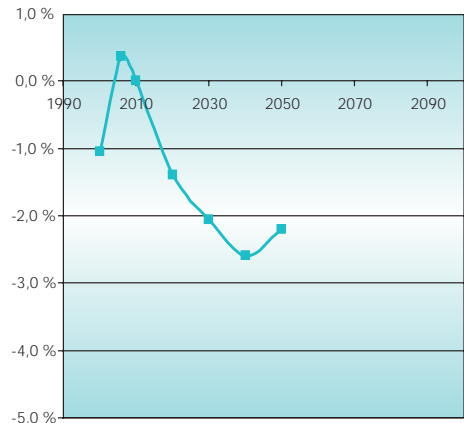
- Ce scénario est non coopératif au plan international et l'on suppose, à des fins exploratoires, qu'aucune politique de grande ampleur n'est mise en œuvre en dehors de l'Europe.
- Dans ce scénario, l'Europe poursuit de manière isolée les objectifs annoncés dans les décisions du Conseil des 8-9 mars 2007.
- Elle vise en particulier un objectif de réduction de 20 % en 2020 par rapport aux émissions de 1990, puis de 60 % en 2050.
- Ceci conformément aux annonces faites au cours du G8 d'Heiligendam et de la Conférence de Bali, sur la nécessité de ramener les émissions des pays industrialisés en 2050 à 60 %-80 % de leur niveau de 1990.

Graphique n° 1 :  
S1 – Profil d'émission en Europe



Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

Graphique n° 2 :  
S1 – Taux de décroissance  
des émissions en Europe



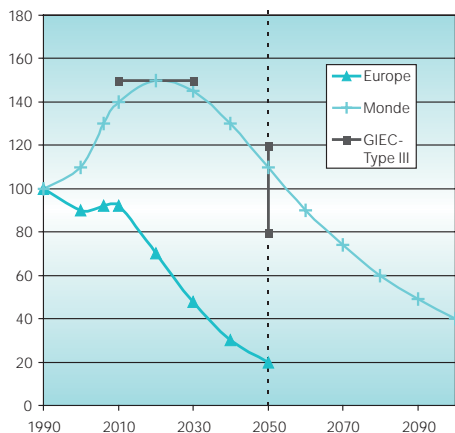
Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

- Le taux de décroissance des émissions impliqué par le profil est de - 1,5 % par an entre 2010-2020.
- Ce taux doit s'accroître et se situer entre - 2 % et - 2,5 % par an entre 2030 et 2050.

## 1.2. Le scénario S2 ou « des engagements différés »

- Ce scénario est celui d'une ambition forte pour la réduction des émissions en Europe, selon une trajectoire de - 30 % en 2020 et - 80 % en 2050.
- Cependant, il est supposé que le reste du monde, s'il met en œuvre des politiques climatiques, reste très en retrait des objectifs européens.
- On suppose donc que les politiques poursuivies permettent seulement d'atteindre, au niveau global, un profil de « Type III » selon la typologie du GIEC (voir tableau n° 1).
- Il s'agit donc d'un scénario de type « Stabilisation des émissions à 450 ppmv<sup>1</sup> pour le CO<sub>2</sub>, ou 550 tous gaz ».

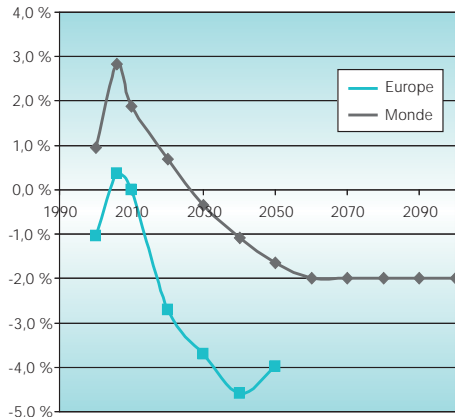
**Graphique n° 3 :**  
S2 – Profils d'émission,  
Europe et Monde



Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

**Graphique n° 4 :**  
S2 – Taux de décroissance  
des émissions, Europe et Monde

- Dans ce cas, les émissions mondiales, après avoir crû à près de 3 % par an depuis 2000, doivent se stabiliser entre 2020 et 2030.
- Elles doivent ensuite décroître de - 1 % par an entre 2030 et 2040, - 1,7 % par an entre 2040 et 2050.
- La décroissance des émissions est beaucoup plus forte en Europe, elle doit atteindre - 4 % par an après 2020.



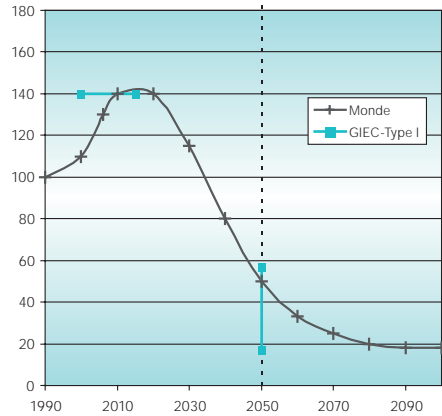
Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

1 – ppmv : parties par million en volume.

### 1.3. Le scénario S3 ou « une gouvernance mondiale forte »

- Le scénario S3 est, contrairement au précédent, un scénario d'action coordonnée au plan mondial avec une gouvernance forte conduisant à retenir des objectifs conformes à l'objectif climatique actuel de l'Union, c'est-à-dire visant à limiter à 2 °C l'augmentation moyenne de température par rapport à la situation préindustrielle.
- Cela conduit à construire un profil conforme au Type I du tableau du Groupe 3 du GIEC (voir tableau n° 1).
- Il s'agit donc d'un scénario de type : « Stabilisation des émissions à 400 ppmv pour le CO<sub>2</sub>, ou 450 tous gaz ».

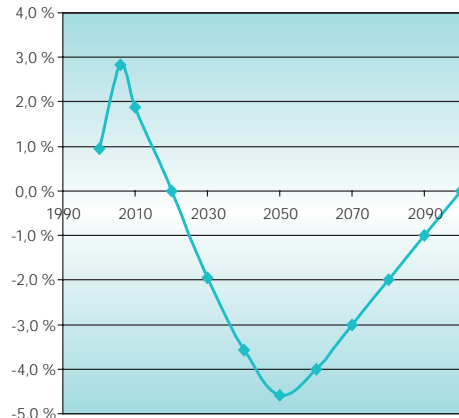
Graphique n° 5 :  
S3 – Profil d'émission, Monde



Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

Graphique n° 6 :  
S3 – Taux de décroissance  
des émissions, Monde

- Dans ce cas, les émissions mondiales, après avoir crû à près de 3 % par an depuis 2000, doivent rapidement se stabiliser, avant 2020.
- Elles doivent ensuite décroître de - 2 % par an après 2020, la décroissance atteint - 4 % à - 5 % par an entre 2040 et 2050.



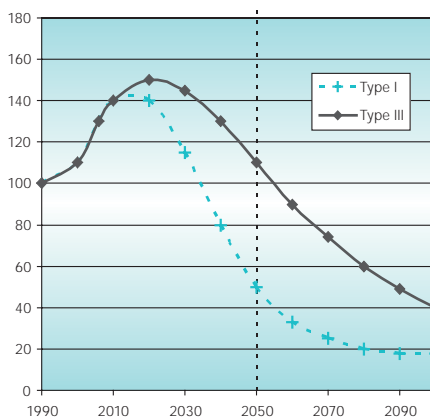
Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008



### 1.4. Le scénario S4 ou « une gouvernance mondiale peu ambitieuse »

- Ce dernier scénario représente bien un schéma de gouvernance mondiale mais avec un objectif de moindre ambition, celui d'un profil de Type III et non de Type I, ou encore un profil 550 tous gaz plutôt que 450.

Graphique n° 7 :  
S4 – Profil d'émission, Monde



Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

## 2. Développement énergétique dans les scénarios de contrainte carbone

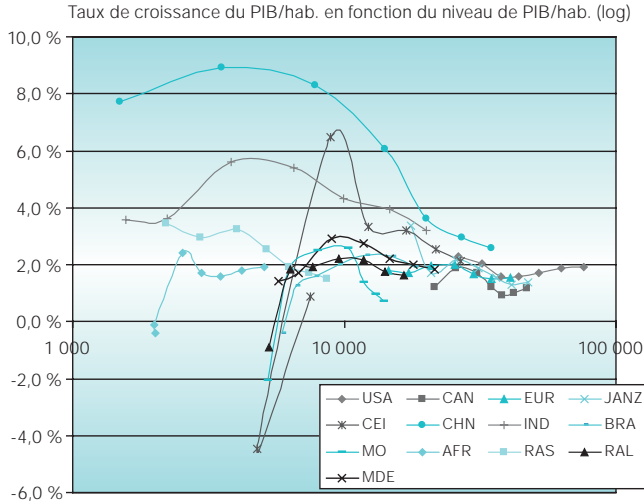
### 2.1. Le scénario de base

Le scénario de base constitue un point de départ et de comparaison pour l'évaluation des politiques climatiques. Il correspond à un monde sans contrainte carbone, à partir duquel il va être possible d'évaluer les transformations progressives des systèmes énergétiques et les coûts associés.

La projection de base utilisée dans cet exercice s'appuie sur une projection macroéconomique régionalisée fournie par le modèle IMACLIM. Celle-ci répond à un schéma de convergence conditionnelle des taux de croissance économique dans les différentes régions du monde.

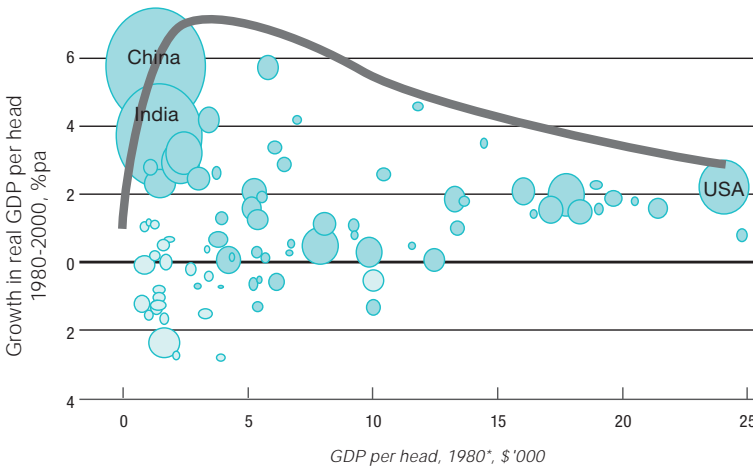
Compte tenu des facteurs de production disponibles, de leur dynamique à l'horizon de projection et des conditions de rattrapage en termes de productivité de ces facteurs, le taux de croissance du PIB par tête est d'abord très élevé lors de l'émergence d'une région, avant de ralentir et de converger vers le niveau tendanciel de croissance de la productivité dans les pays aujourd'hui d'industrialisation mature. Ce schéma répond au « filtre » constitué par la représentation du taux de croissance du PIB par habitant, en fonction du niveau de ce taux de croissance.

**Graphique n° 8a : Croissance du PIB/hab. dans le scénario de base IMACLIM**



Source : IMACLIM

**Graphique n° 8b : Croissance du PIB/hab. dans le schéma de S. Fischer**



\* 1996 prices

Sources : Penn World Tables ; Stanley Fisher, schéma repris par The Economist, 2004

Ce scénario mondial est décrit de manière complète, dans ses conséquences énergétiques, dans le tableau n° 3. On peut le caractériser de la manière suivante :

- la population mondiale atteint 9 milliards d'habitants en 2050, conformément à la projection médiane des Nations unies ;
- le PIB mondial passe de 41 milliards de dollars en 2000 à 195 milliards de dollars en 2050, une multiplication par 5 ; la croissance se ralentit nettement et passe à moins de 3 % par an après 2030 ;

- la consommation mondiale d'énergie augmente plus lentement du fait des changements structurels de l'économie, des effets AEEI (*Autonomous Energy Efficiency Improvement*) et de l'augmentation des prix de l'énergie; elle n'est multipliée que par un Facteur 2,3 entre 2000 et 2050;
- alors que, dans l'approvisionnement mondial, le pétrole et le gaz se stabilisent après 2030, le retour du charbon compense les progrès nets des renouvelables et du nucléaire; les émissions de CO<sub>2</sub> énergétique sont donc elles aussi multipliées par un Facteur 2,2;
- c'est dans le secteur électrique que la croissance des émissions est la plus forte, en 2050 ce secteur représente la moitié des émissions totales, contre un peu plus d'un tiers aujourd'hui.

**Tableau n° 3 : Principaux indicateurs et bilan énergétique dans le scénario de base, Monde**

Scénario CAS mars 2008	2000	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Key indicators</b>						
Population (Millions)	6 037	6 802	7 511	8 131	8 635	8 993
GDP (G\$95)	40 903	61 787	89 564	120 397	155 923	195 121
Per capital GDP (\$95/cap)	6 775	9 084	11 925	14 807	18 057	21 697
Gross Inland Cons./GDP (toe/M\$95)	63	50	41	37	41	54
<b>Primary Production (Mtoe)</b>	<b>9 757</b>	<b>12 745</b>	<b>15 600</b>	<b>18 026</b>	<b>20 657</b>	<b>23 180</b>
Coal, lignite	2 302	3 734	4 464	5 353	6 320	6 973
Oil	3 402	4 073	4 820	5 224	5 494	5 554
Natural gas	2 087	2 423	3 150	3 555	3 866	4 026
Nuclear	686	810	943	1 141	1 591	2 554
Hydro, geothermal	237	284	335	371	404	431
Biomass and wastes	1 039	1 385	1 783	2 163	2 592	3 011
Wind, solar	12	45	114	228	399	642
<b>Electricity Generation (TWh)</b>	<b>15 182</b>	<b>21 602</b>	<b>29 171</b>	<b>37 617</b>	<b>47 031</b>	<b>57 009</b>
Thermal	9 807	14 921	20 659	26 835	32 580	36 148
<i>Of which :</i>						
Coal	5 854	9 732	13 538	18 375	23 022	26 045
Gas	2 790	3 981	6 069	7 483	8 475	8 930
Biomass and wastes	156	574	1 153	1 922	2 821	3 717
Nuclear	2 591	3 081	3 647	4 494	6 388	10 570
Hydro + Geoth.	2 753	3 299	3 893	4 314	4 698	5 010
Solar	1	7	116	346	832	1 610
Wind	30	295	855	1 614	2 464	3 436
Hydrogen	0	0	2	14	70	234
<b>CO<sub>2</sub> Emissions (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>23 335</b>	<b>30 442</b>	<b>36 785</b>	<b>42 136</b>	<b>47 094</b>	<b>49 853</b>
<i>Of which :</i>						
Electricity generation	8 499	12 505	15 210	18 733	22 684	25 263
Industry	4 407	5 808	7 011	7 094	6 811	6 375
Transport	5 222	6 011	7 006	7 606	7 933	7 996
Household, Service, Agriculture	2 959	3 293	4 186	4 773	5 200	5 437
<b>CO<sub>2</sub> Sequestration (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Scénario CAS mars 2008	Annual % change		
	2000/10	2010/30	2030/50
<b>Key indicators</b>			
Population (Millions)	1,2 %	0,9 %	0,5 %
GDP (G\$95)	4,2 %	3,4 %	2,4 %
Per capital GDP (\$95/cap)	3,0 %	2,5 %	1,9 %
Gross Inland Cons/GDP (toe/M\$95)	- 2,4 %	- 1,4 %	1,9 %
<b>Primary Production (Mtoe)</b>	<b>2,7 %</b>	<b>1,7 %</b>	<b>1,3 %</b>
Coal, lignite	5,0 %	1,8 %	1,3 %
Oil	1,8 %	1,3 %	0,3 %
Natural gas	1,5 %	1,9 %	0,6 %
Nuclear	1,7 %	1,7 %	4,1 %
Hydro, geothermal	1,8 %	1,4 %	0,8 %
Biomass and wastes	2,9 %	2,3 %	1,7 %
Wind, solar	13,7 %	8,5 %	5,3 %
<b>Electricity Generation (TWh)</b>	<b>3,6 %</b>	<b>2,8 %</b>	<b>2,1 %</b>
Thermal	4,3 %	3,0 %	1,5 %
<i>Of which :</i>			
Coal	5,2 %	3,2 %	1,8 %
Gas	3,6 %	3,2 %	0,9 %
Biomass and wastes	13,9 %	6,2 %	3,4 %
Nuclear	1,7 %	1,9 %	4,4 %
Hydro + Geoth.	1,8 %	1,4 %	0,8 %
Solar	21,5 %	21,8 %	8,0 %
Wind	25,5 %	8,9 %	3,8 %
Hydrogen	183,7 %	24,9 %	15,3 %
<b>CO<sub>2</sub> Emissions (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>2,7 %</b>	<b>1,6 %</b>	<b>0,8 %</b>
<i>Of which :</i>			
Electricity generation	3,9 %	2,0 %	1,5 %
Industry	2,8 %	1,0 %	- 0,5 %
Transport	1,4 %	1,2 %	0,3 %
Household, Service, Agriculture	1,1 %	1,9 %	0,7 %
<b>CO<sub>2</sub> Sequestration (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>0,0 %</b>	<b>0,0 %</b>	<b>0,0 %</b>

Source : LEPII-Modèle POLES

Les hypothèses et le bilan énergétique pour l'Europe témoignent de la baisse attendue de la population et du ralentissement de la croissance, qui expliquent la quasi-stabilisation des consommations d'énergie à partir de 2030. Alors que l'électricité progresse plus rapidement, les progrès des renouvelables expliquent la stabilisation voire la légère baisse des émissions de CO<sub>2</sub> énergétique après 2040 (tableau n° 4).

**Tableau n° 4 : Principaux indicateurs et bilan énergétique dans le scénario de Base, Europe à 27**

Scénario CAS mars 2008	2000	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Key indicators</b>						
Population (Millions)	482	490	491	487	479	468
GDP (G\$95)	9 468	11 657	14 246	16 684	19 026	21 670
Gross Inland Cons/GDP (toe/M\$95)	185	163	146	129	116	103
<b>Primary Production (Mtoe)</b>	<b>933</b>	<b>966</b>	<b>959</b>	<b>929</b>	<b>918</b>	<b>943</b>
Coal, lignite	215	242	245	238	233	223
Oil	159	153	135	101	86	72
Natural gas	208	181	190	183	152	126
Nuclear	250	253	219	191	181	204
Hydro, geothermal	33	35	35	36	37	37
Biomass and wastes	66	91	117	152	187	221
Wind, solar	5	13	20	31	45	63
<b>Gross Inland Consumption (Mtoe)</b>	<b>1 752</b>	<b>1 903</b>	<b>2 075</b>	<b>2 145</b>	<b>2 199</b>	<b>2 240</b>
Coal, lignite	358	386	429	450	459	453
Oil	664	641	653	636	607	572
Natural gas	378	486	604	652	686	693
Biomass and wastes	66	91	117	152	187	221
Others	290	301	274	258	263	304
<b>Electricity Generation (TWh)</b>	<b>2 963</b>	<b>3 600</b>	<b>4 236</b>	<b>4 652</b>	<b>5 009</b>	<b>5 345</b>
Thermal	1 612	2 125	2 813	3 230	3 477	3 508
<i>Of which :</i>						
Coal	926	1 096	1 359	1 588	1 717	1 755
Gas	506	947	1 399	1 598	1 712	1 705
Biomass and wastes	48	86	151	223	288	346
Nuclear	945	960	841	737	706	825
Hydro + Geoth.	383	407	413	421	427	433
Solar	0	0	3	22	62	130
Wind	22	108	167	241	329	422
Hydrogen	0	0	0	1	7	26
<b>CO<sub>2</sub> Emissions (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>4 032</b>	<b>4 327</b>	<b>4 791</b>	<b>4 928</b>	<b>4 944</b>	<b>4 823</b>
<i>Of which :</i>						
Electricity generation	1 345	1 581	1 819	1 956	2 067	2 075
Industry	699	669	753	736	670	592
Transport	1 022	1 098	1 181	1 175	1 124	1 058
Household, Service, Agriculture	691	697	735	751	768	787
<b>CO<sub>2</sub> Sequestration (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

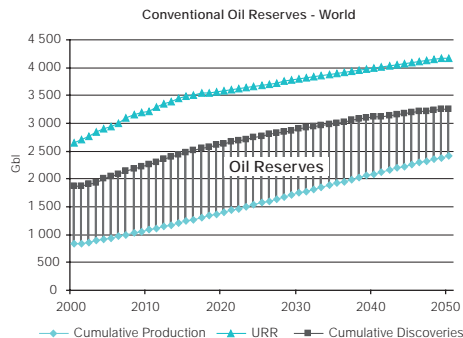
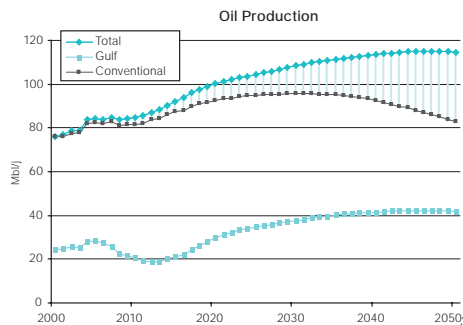
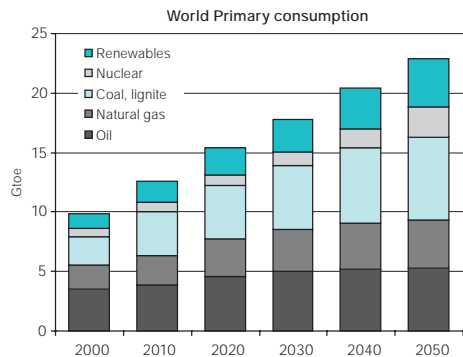
Scénario CAS mars 2008	Annual % change		
	2000/10	2010/30	2030/50
<b>Key indicators</b>			
Population (Millions)	0,2 %	0,0 %	- 0,2 %
GDP (G\$95)	2,1 %	1,8 %	1,3 %
Gross Inland Cons/GDP (toe/M\$95)	- 1,2 %	- 1,2 %	- 1,1 %
<b>Primary Production (Mtoe)</b>	<b>0,4 %</b>	<b>- 0,2 %</b>	<b>0,1 %</b>
Coal, lignite	1,2 %	- 0,1 %	- 0,3 %
Oil	- 0,4 %	- 2,0 %	- 1,6 %
Natural gas	- 1,4 %	0,0 %	- 1,9 %
Nuclear	0,1 %	- 1,4 %	0,3 %
Hydro, geothermal	0,6 %	0,2 %	0,2 %
Biomass and wastes	3,2 %	2,6 %	1,9 %
Wind, solar	10,8 %	4,3 %	3,6 %
<b>Gross Inland Consumption (Mtoe)</b>	<b>0,8 %</b>	<b>0,6 %</b>	<b>0,2 %</b>
Coal, lignite	0,8 %	0,8 %	0,0 %
Oil	- 0,4 %	0,0 %	- 0,5 %
Natural gas	2,6 %	1,5 %	0,3 %
Biomass and wastes	3,2 %	2,6 %	1,9 %
Others	0,4 %	- 0,8 %	0,8 %
<b>Electricity Generation (TWh)</b>	<b>2,0 %</b>	<b>1,3 %</b>	<b>0,7 %</b>
Thermal	2,8 %	2,1 %	0,4 %
<i>Of which :</i>			
Coal	1,7 %	1,9 %	0,5 %
Gas	6,5 %	2,7 %	0,3 %
Biomass and wastes	6,0 %	4,9 %	2,2 %
Nuclear	0,2 %	- 1,3 %	0,6 %
Hydro + Geoth.	0,6 %	0,2 %	0,2 %
Solar	4,8 %	23,6 %	9,2 %
Wind	17,1 %	4,1 %	2,9 %
Hydrogen	153,1 %	22,9 %	15,6 %
<b>CO<sub>2</sub> Emissions (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>0,7 %</b>	<b>0,7 %</b>	<b>- 0,1 %</b>
<i>Of which :</i>			
Electricity generation	1,6 %	1,1 %	0,3 %
Industry	- 0,4 %	0,5 %	- 1,1 %
Transport	0,7 %	0,3 %	- 0,5 %
Household, Service, Agriculture	0,1 %	0,4 %	0,2 %
<b>CO<sub>2</sub> Sequestration (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>0,0 %</b>	<b>0,0 %</b>	<b>0,0 %</b>

Source : LEPII-Modèle POLES

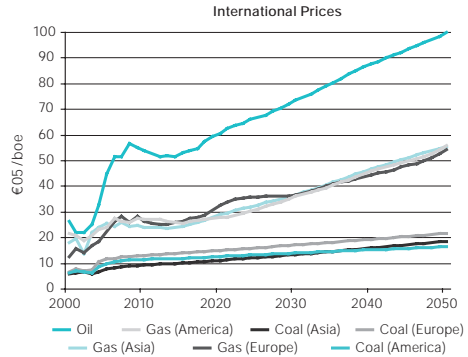
La dynamique énergétique de la projection de base est décrite de manière synthétique dans les graphiques n° 9 a), b), c) et d) :

**Graphique n° 9 a), b), c), d) :**  
**La dynamique énergétique mondiale, projection de base**

- La consommation mondiale augmente régulièrement, mais sur un profil plus linéaire qu'exponentiel.
- La stabilisation du pétrole et du gaz rend nécessaire le grand retour du charbon.
- Les renouvelables augmentent de manière continue, alors que le nucléaire ne redémarre qu'après 2030.
- La production mondiale de liquides se stabilise en fin de période, grâce à une forte contribution des pétroles non conventionnels.
- Mais le pic pétrolier survient vers 2030 et le déclin de la production est encore plus rapide dans les zones hors Golfe, ce qui augmente le poids de cette région.
- Ce profil de production est compatible avec une « courbe d'écrémage mondiale » qui fait apparaître une croissance du pétrole récupérable du fait du progrès technologique, un ralentissement des nouvelles découvertes et une diminution très progressive des réserves totales.



- Dans ce contexte, le prix du pétrole, en tendance longue et compte non tenu des effets de volatilité, augmente vers 100 \$/bl de manière structurelle en 2050.
- Il est suivi à la hausse par le gaz naturel et le charbon, mais l'écart en valeur absolue se creuse en faveur de cette énergie.



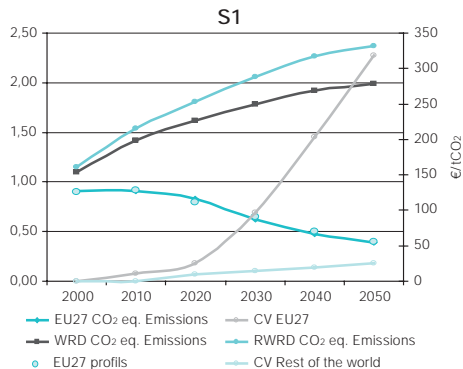
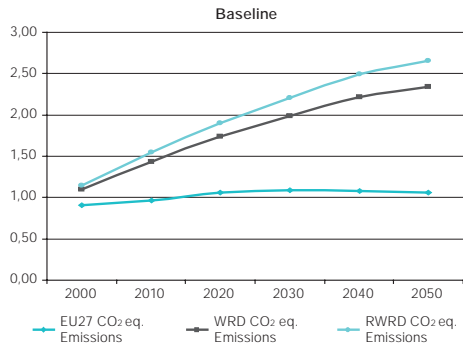
Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

## 2.2. L'introduction des contraintes d'émission

### Graphique n° 10 a), b), c), d) :

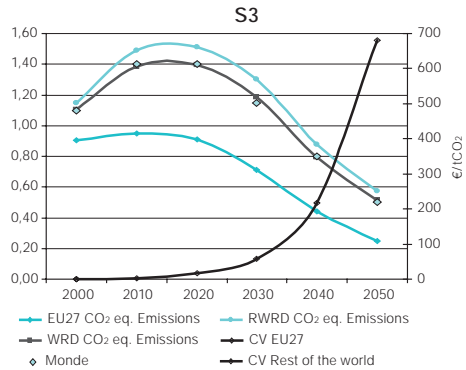
#### Émissions et valeur du carbone dans quatre scénarios-types

- Dans la projection de base, les émissions mondiales sont multipliées par 2,5 en 2050 par rapport à 1990, ce qui conduit à des profils de stabilisation des émissions de 900 à 1 000 ppmv CO<sub>2</sub> donc à l'évidence inacceptables.
- On note cependant la stabilisation spontanée des émissions européennes.
- Dans S1, l'Europe est la seule région à s'imposer des objectifs contraignants alors que le reste du monde n'est supposé introduire qu'une très faible valeur du carbone (25 €/tCO<sub>2</sub> en 2050).
- Le respect de la contrainte en Europe (réduction des émissions de 60 % en 2050) conduit alors à une valeur du carbone de 320 €/tCO<sub>2</sub> (soit environ 0,75 €/l essence...).

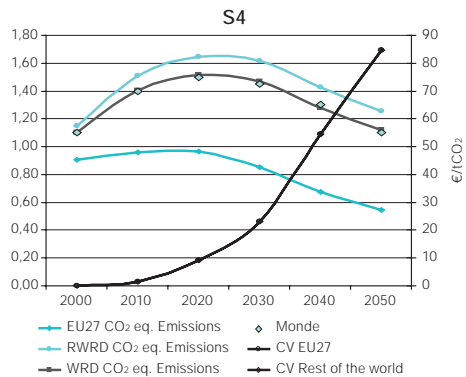




- Dans S3, la contrainte globale est extrêmement forte puisque l'on se situe dans le cadre d'un Facteur 2 mondial en 2050.
- Malgré les hypothèses de gouvernance mondiale et la flexibilité complète, la valeur du carbone augmente régulièrement pour atteindre 680 €/tCO<sub>2</sub> en 2050.



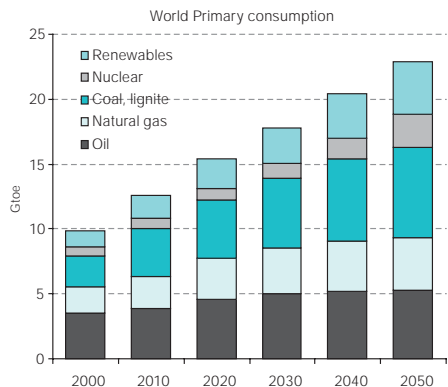
- S4 correspond aux mêmes hypothèses en matière de flexibilité, mais l'objectif d'émission est moins ambitieux, puisqu'il correspond à un scénario 450 ppm CO<sub>2</sub>.
- La valeur du carbone résultante est beaucoup plus faible, elle est ramenée à 85 €/CO<sub>2</sub>.



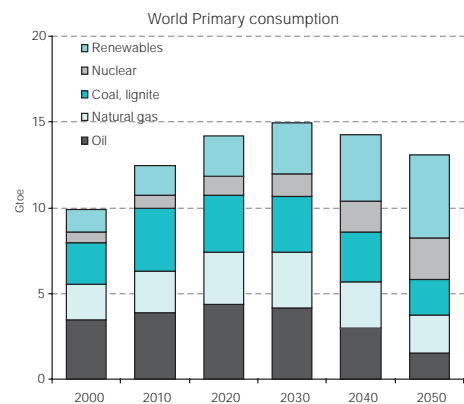
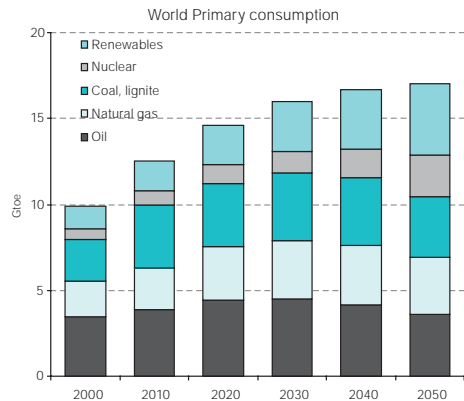
Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

**Graphique n° 11 a), b), c) :**  
**Profils de consommation d'énergie primaire dans trois scénarios-types, Base, S4 et S3, Monde**

- Par rapport au scénario de base, les scénarios S4 et S3 permettent, dans l'ordre, d'apprécier les conséquences de l'introduction d'une contrainte carbone progressive sur la consommation énergétique et le mix d'approvisionnement, au plan mondial et européen.
- Au plan mondial, on constate que dans le scénario S4 la demande se stabilise à 17 Gtep en 2050, contre 23 Gtep dans le scénario de base; dans S3, la demande mondiale d'énergie commence à décroître en 2030 et revient à 13 Gtep en 2050.



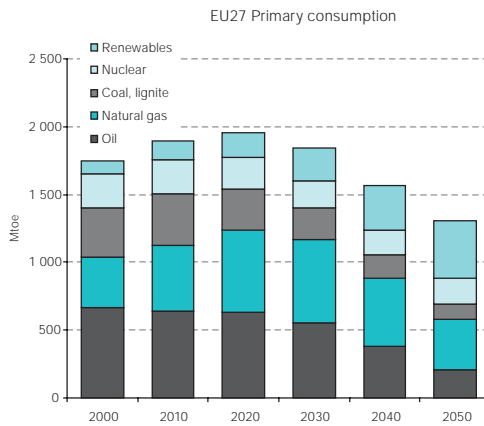
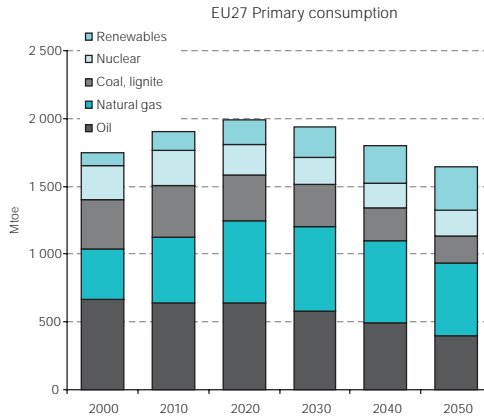
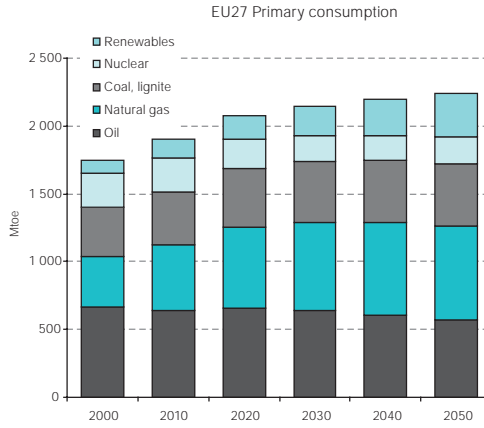
- La réduction de la consommation d'énergie apparaît donc comme la principale option pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre énergétiques.
- La contribution des énergies non carbonées, nucléaire et renouvelables, augmente peu en volume lorsque la pression augmente pour la réduction des émissions; en effet, on peut considérer qu'elles saturent pratiquement déjà leur potentiel dans les scénarios de forte demande (Baseline).
- En revanche, la part de ces énergies augmente considérablement dans un approvisionnement de niveau plus faible en raison de la réduction des consommations; elle passe en effet de 25 % dans le cas de base à 55 % dans le scénario S3.
- Enfin, la consommation des énergies fossiles est considérablement réduite dans le scénario S3, en particulier pour le pétrole et le gaz naturel, alors que le charbon, dont une partie importante est séquestrée, connaît une réduction relativement moins importante.



Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

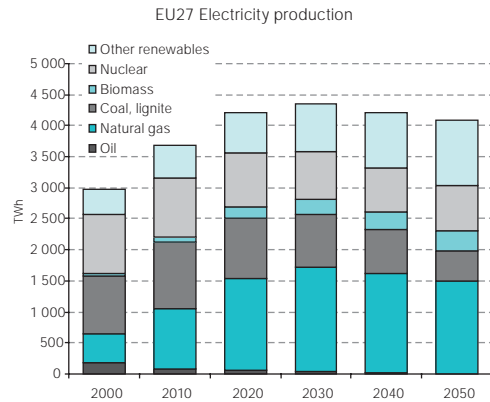
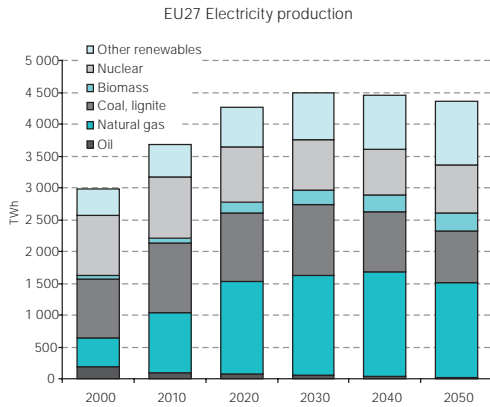
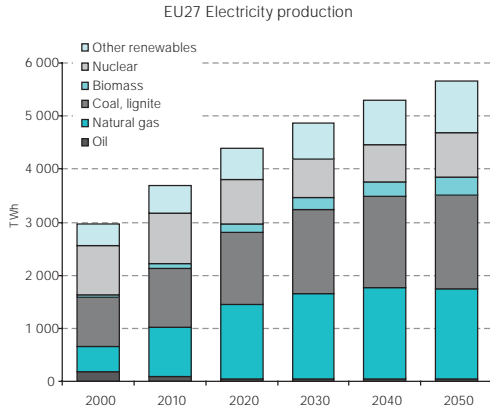
En Europe, la consommation totale d'énergie plafonne en 2020 dans les deux scénarios de contrainte carbone, à près de 2 Gtep. Elle est ramenée à 1,7 et 1,3 Gtoe en 2050, respectivement dans les scénarios S4 et S3. La consommation d'électricité qui progresse de 4 000 à 5 600 TWh dans la projection de base est limitée à 4 400 et 4 100 TWh en 2050, respectivement dans S4 et S3. Dans S3, la part des énergies sans carbone – renouvelables et nucléaire – atteint plus de la moitié, et de la consommation primaire et de la production d'électricité.

**Graphique n° 12 a), b), c) :**  
**Profils de consommation d'énergie primaire dans trois scénarios-types, Base, S4 et S3, Europe**



Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

**Graphique n° 13 a), b), c) :**  
**Profils de production d'électricité dans trois scénarios-types,**  
**Base, S4 et S3, Europe**



Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

Tableau n° 5 : Bilan énergétique de l'Europe dans le scénario S3

Scénario S3 – EU-27	2000	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Key indicators</b>						
Population (Millions)	482	490	491	487	479	468
GDP (G\$95)	9 468	11 674	14 512	17 248	19 183	20 923
Gross Inland Cons./GDP (toe/M\$95)	185	162	134	105	82	61
% of renewables in Gross Inland Cons.	5,9	7,4	9,9	14,0	22,4	35,0
% of renewables in electricity	15,3	16,8	20,8	25,2	31,5	41,0
<b>Gross Inland Consumption (Mtoe)</b>	<b>1 752</b>	<b>1 896</b>	<b>1 947</b>	<b>1 819</b>	<b>1 572</b>	<b>1 282</b>
Coal, lignite	358	382	308	238	188	134
Oil	664	639	625	535	372	198
Natural gas	378	484	594	592	475	301
Biomass and wastes	66	92	130	175	250	319
Others	290	302	294	282	290	334
<b>Final Consumption (Mtoe)</b>	<b>1 230</b>	<b>1 317</b>	<b>1 373</b>	<b>1 271</b>	<b>1 048</b>	<b>793</b>
<i>By source :</i>						
Coal, lignite	75	71	61	32	11	3
Oil	580	576	567	490	343	182
Natural gas	271	296	325	299	217	117
Electricity	217	261	292	296	286	274
Biomass and wastes	48	62	72	84	95	97
Heat	39	51	56	60	60	55
Hydrogen	0	0	1	10	36	65
<i>By sector :</i>						
Industry	440	446	445	371	278	194
Transport	347	375	397	379	320	240
Household, Service, Agriculture	444	495	531	521	450	358
<b>Electricity Generation (TWh)</b>	<b>2 963</b>	<b>3 596</b>	<b>4 016</b>	<b>4 069</b>	<b>3 908</b>	<b>3 698</b>
Thermal	1 612	2 119	2 482	2 513	2 220	1 627
<i>Of which :</i>						
Coal	926	1 084	980	885	780	584
Gas	506	947	1 434	1 587	1 418	1 033
Biomass and wastes	48	88	189	254	305	353
Nuclear	945	961	888	782	739	821
Hydro + Geoth.	383	407	423	442	453	461
Solar	0	0	19	61	119	271
Wind	22	109	204	268	354	432
Hydrogen	0	0	0	3	24	87
<b>CO<sub>2</sub> Emissions (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>4 032</b>	<b>4 299</b>	<b>4 140</b>	<b>3 155</b>	<b>1 991</b>	<b>1 021</b>
<i>Of which :</i>						
Electricity generation	1 345	1 573	1 415	836	383	165
Industry	699	665	630	451	256	106
Transport	1 022	1 096	1 141	1 018	722	379
Household, Service, Agriculture	691	685	686	623	463	272
<b>CO<sub>2</sub> Sequestration (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>77</b>	<b>580</b>	<b>1 034</b>	<b>1 118</b>

Scénario S3 – EU-27	Annual % change		
	2000/10	2010/30	2030/50
<b>Key indicators</b>			
Population (Millions)	0,2 %	0,0 %	- 0,2 %
GDP (G\$95)	2,1 %	2,0 %	1,0 %
Gross Inland Cons/GDP (toe/M\$95)	- 1,3 %	- 2,1 %	- 2,7 %
% of renewables in Gross Inland Cons.	2,3 %	3,2 %	4,7 %
% of renewables in electricity	0,9 %	2,0 %	2,5 %
<b>Gross Inland Consumption (Mtoe)</b>	<b>0,8 %</b>	<b>- 0,2 %</b>	<b>- 1,7 %</b>
Coal, lignite	0,7 %	- 2,3 %	- 2,8 %
Oil	- 0,4 %	- 0,9 %	- 4,9 %
Natural gas	2,5 %	1,0 %	- 3,3 %
Biomass and wastes	3,4 %	3,3 %	3,1 %
Others	0,4 %	- 0,3 %	0,8 %
<b>Final Consumption (Mtoe)</b>	<b>0,7 %</b>	<b>- 0,2 %</b>	<b>- 2,3 %</b>
<i>By source :</i>			
Coal, lignite	- 0,7 %	- 3,8 %	- 11,4 %
Oil	- 0,1 %	- 0,8 %	- 4,8 %
Natural gas	0,9 %	0,0 %	- 4,6 %
Electricity	1,9 %	0,6 %	- 0,4 %
Biomass and wastes	2,5 %	1,6 %	0,7 %
Heat	2,8 %	0,8 %	- 0,4 %
Hydrogen	54,5 %	30,4 %	9,8 %
<i>By sector :</i>			
Industry	0,1 %	- 0,9 %	- 3,2 %
Transport	0,8 %	0,0 %	- 2,2 %
Household, Service, Agriculture	1,1 %	0,3 %	- 1,9 %
<b>Electricity Generation (TWh)</b>	<b>2,0 %</b>	<b>0,6 %</b>	<b>- 0,5 %</b>
Thermal	2,8 %	0,9 %	- 2,2 %
<i>Of which :</i>			
Coal	1,6 %	- 1,0 %	- 2,1 %
Gas	6,5 %	2,6 %	- 2,1 %
Biomass and wastes	6,3 %	5,4 %	1,7 %
Nuclear	0,2 %	- 1,0 %	0,2 %
Hydro + Geoth.	0,6 %	0,4 %	0,2 %
Solar	5,0 %	29,9 %	7,7 %
Wind	17,2 %	4,6 %	2,4 %
Hydrogen	153,5 %	27,8 %	17,8 %
<b>CO<sub>2</sub> Emissions (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>0,6 %</b>	<b>- 1,5 %</b>	<b>- 5,5 %</b>
<i>Of which :</i>			
Electricity generation	1,6 %	- 3,1 %	- 7,8 %
Industry	- 0,5 %	- 1,9 %	- 7,0 %
Transport	0,7 %	- 0,4 %	- 4,8 %
Household, Service, Agriculture	- 0,1 %	- 0,5 %	- 4,1 %
<b>CO<sub>2</sub> Sequestration (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>- 97,7 %</b>	<b>1 254,8 %</b>	<b>3,3 %</b>

Source : LEPII-Modèle POLES

## 3. Scénarios de forte contrainte d'émission (S3) ; convergence économique et énergétique

### 3.1. Croissance de la population et convergence économique

Le scénario S3 présenté ci-après tient compte, à travers l'interaction avec le modèle macroéconomique IMACLIM, des impacts sur la croissance de l'introduction de la contrainte carbone. Pour autant les dynamiques économiques sous-jacentes au scénario S3 (voir le tableau n° 6) ne remettent pas en cause un net processus de convergence des grandes économies émergentes, Chine et Inde.

À l'horizon 2050, les quatre pays ou régions considérés représentent à eux seuls 44 % de la population mondiale. Dans un contexte mondial d'augmentation de 150 % de la population totale d'ici à 2050, on constate des facteurs de croissance globale comparables d'une part pour les États-Unis et l'Inde, qui conservent une population dynamique, et d'autre part pour l'Europe et la Chine, deux régions au sein desquelles l'impact du vieillissement se fait sentir par une réduction nette de la population à partir de 2030.

En 2050, le PIB par habitant est multiplié par 2,8 en moyenne mondiale, avec une croissance qui se ralentit progressivement à 2,6 % par an après 2010 et 1,3 % par an après 2030. La situation est très contrastée cette fois entre les deux pays émergents et les régions aujourd'hui industrialisées : pour la Chine et l'Inde, le PIB par habitant est multiplié par un facteur supérieur à 7,5 entre aujourd'hui et 2050, alors que pour les États-Unis et l'Europe ce facteur n'est que de l'ordre de 2,3. Il y a donc une réelle convergence des PIB par habitant sur la période considérée : en 2030, le PIB par tête chinois représente les deux tiers du PIB par tête européen ; certes, on n'en est pas au dépassement de l'Europe par la Chine tel que projeté par Robert Fogel (2007), néanmoins l'évolution est extrêmement marquée ; de même, le PIB par tête indien de 2050 représente à peine moins de la moitié du PIB par tête européen à cette date, ce qui constitue une évolution tout à fait remarquable.

**Tableau n° 6 : S3 – Dynamiques des populations et du PIB par habitant**

Scénario S3		2001	2010	2020	2030	2050
Total population	Millions	6 113	6 802	7 511	8 131	8 993
USA		285	311	336	359	393
EUR		588	605	615	618	605
CHN		1 272	1 351	1 410	1 437	1 382
NDE		1 032	1 181	1 325	1 442	1 585
Per capita real GDP (PPP)	\$95/cap	6 847	9 071	12 015	15 011	19 264
USA		32 053	37 995	45 162	54 063	78 249
EUR		17 400	20 809	25 799	30 953	39 374
CHN		3 768	7 989	14 630	21 094	28 081
NDE		2 309	3 855	6 602	10 422	17 766

Scénario S3		Annual % change			2050/2001
		2001-10	2010-30	2030-50	
Total population	Millions	1,2 %	0,9 %	0,5 %	1,5
USA		1,0 %	0,7 %	0,5 %	1,4
EUR		0,3 %	0,1 %	- 0,1 %	1,0
CHN		0,7 %	0,3 %	- 0,2 %	1,1
NDE		1,5 %	1,0 %	0,5 %	1,5
Per capita real GDP (PPP)	\$95/cap	3,2 %	2,6 %	1,3 %	2,8
USA		1,9 %	1,8 %	1,9 %	2,4
EUR		2,0 %	2,0 %	1,2 %	2,3
CHN		8,7 %	5,0 %	1,4 %	7,5
NDE		5,9 %	5,1 %	2,7 %	7,7

Source : hypothèses POLES-IMACLIM

### 3.2. Convergence des profils énergétiques

Le processus de convergence économique constaté se traduit également dans l'évolution des indicateurs-clés pour le secteur de l'énergie (voir tableau n° 7). L'intensité énergétique décroît partout, elle est en 2050 dans les quatre pays égale à 30 % à 40 % de son niveau actuel, après une décroissance à des taux compris entre - 2 % et - 3 % par an au cours de la plus grande partie de la période considérée. Ces taux sont plus élevés que ceux historiquement constatés sur des périodes longues, environ - 1,5 % par an. Le scénario S3 nécessite bien de ce point de vue une rupture. On doit noter la convergence assez forte des valeurs atteintes en 2050 qui traduit un rapprochement des structures économiques, niveaux de consommation et technologies : les intensités énergétiques se situent entre 66 tep/M\$ aux États-Unis et en Europe et 78 tep/M\$ en Chine et en Inde.

La convergence est moins nette pour les consommations par tête puisque l'écart entre les États-Unis et l'Inde représente encore un rapport de 1 à 4 ; mais il faut signaler que ce rapport est aujourd'hui de 1 à 16, dénotant l'extrême inégalité de l'accès à l'énergie au plan mondial.



L'amélioration de la disponibilité de l'électricité se traduit également par une réduction d'inégalités marquantes : aujourd'hui, un Indien consomme vingt fois moins d'électricité qu'un Américain. Ce chiffre serait ramené à trois fois moins en 2050.

**Tableau n° 7 : S3 – Indicateurs-clés pour l'énergie**

Scénario S3		2001	2010	2020	2030	2050
Gross Inland Cons/GDP	toe/M\$95	236	202	157	123	76
USA		242	198	160	123	66
EUR		190	169	142	114	68
CHN		246	218	149	115	77
NDE		211	158	127	104	78
Gross Inland Cons/cap	toe/cap	1,62	1,83	1,89	1,84	1,46
USA		7,77	7,54	7,23	6,64	5,18
EUR		3,31	3,51	3,65	3,52	2,67
CHN		0,93	1,74	2,18	2,42	2,16
NDE		0,49	0,61	0,84	1,09	1,38
Electricity Cons/capita	kWh/cap	2 505	3 166	3 661	4 044	4 323
USA		13 375	14 462	14 103	13 384	13 305
EUR		5 841	6 848	7 789	8 224	8 410
CHN		1 156	2 896	4 615	6 075	7 212
NDE		557	866	1 465	2 354	4 286
Transport fuels/capita	toe/cap	0,29	0,30	0,32	0,31	0,19
USA		2,10	1,89	1,80	1,60	1,01
EUR		0,64	0,68	0,72	0,69	0,45
CHN		0,06	0,11	0,15	0,19	0,16
NDE		0,03	0,04	0,06	0,09	0,09
CO <sub>2</sub> emissions/capita	tCO <sub>2</sub> /cap	3,81	4,42	4,06	3,05	0,85
USA		19,21	19,08	16,07	11,43	3,42
EUR		7,59	7,98	7,69	6,01	1,97
CHN		2,64	5,37	5,62	4,38	1,13
NDE		0,94	1,19	1,38	1,31	0,43
% of renewables in GIC	%	12,93	13,72	16,73	19,90	36,93
USA		4,26	7,03	10,69	15,42	37,64
EUR		6,99	8,28	10,61	14,29	33,19
CHN		20,33	12,73	14,01	15,16	27,48
NDE		42,03	39,23	39,31	35,02	36,71

Scénario S3		Annual % change			2050/2001
		2001/10	2010/30	2030/50	
Gross Inland Cons/GDP	toe/M\$95	- 1,7 %	- 2,5 %	- 2,4 %	0,3
USA		- 2,2 %	- 2,4 %	- 3,0 %	0,3
EUR		- 1,3 %	- 2,0 %	- 2,6 %	0,4
CHN		- 1,3 %	- 3,2 %	- 2,0 %	0,3
NDE		- 3,2 %	- 2,1 %	- 1,5 %	0,4
Gross Inland Cons/cap	toe/cap	1,4 %	0,0 %	- 1,2 %	0,9
USA		- 0,3 %	- 0,6 %	- 1,2 %	0,7
EUR		0,7 %	0,0 %	- 1,4 %	0,8
CHN		7,2 %	1,7 %	- 0,6 %	2,3
NDE		2,5 %	2,9 %	1,2 %	2,8
Electricity Cons/capita	kWh/cap	2,6 %	1,2 %	0,3 %	1,7
USA		0,9 %	- 0,4 %	0,0 %	1,0
EUR		1,8 %	0,9 %	0,1 %	1,4
CHN		10,7 %	3,8 %	0,9 %	6,2
NDE		5,0 %	5,1 %	3,0 %	7,7
Transport fuels/capita	toe/cap	0,5 %	0,0 %	- 2,2 %	0,7
USA		- 1,1 %	- 0,8 %	- 2,3 %	0,5
EUR		0,6 %	0,1 %	- 2,1 %	0,7
CHN		6,4 %	3,1 %	- 1,1 %	2,6
NDE		2,6 %	4,0 %	0,2 %	2,9
CO <sub>2</sub> emissions/capita	tCO <sub>2</sub> /cap	1,7 %	- 1,8 %	- 6,2 %	0,2
USA		- 0,1 %	- 2,5 %	- 5,9 %	0,2
EUR		0,6 %	- 1,4 %	- 5,4 %	0,3
CHN		8,2 %	- 1,0 %	- 6,5 %	0,4
NDE		2,7 %	0,5 %	- 5,4 %	0,5
% of renewables in GIC	%	0,7 %	1,9 %	3,1 %	2,9
USA		5,7 %	4,0 %	4,6 %	8,8
EUR		1,9 %	2,8 %	4,3 %	4,7
CHN		- 5,1 %	0,9 %	3,0 %	1,4
NDE		- 0,8 %	- 0,6 %	0,2 %	0,9

Source : modèle POLES, scénario S3

Dans le secteur des transports, les écarts demeureraient encore importants, même s'ils se réduisent encore. Toutes consommations transport confondues, la consommation par tête en 2050 serait de 1 tep aux États-Unis (contre 2 aujourd'hui), 0,45 tep en Europe, 0,16 tep en Chine et 0,09 en Inde.

Conformément aux contraintes globales qui structurent les scénarios « très basses émissions » permettant le respect de l'objectif européen des 2 °C, les émissions par tête diminuent de 80 % aux États-Unis et en Europe, alors que la réduction est moindre en Chine et en Inde.

Un dernier indicateur global pertinent pour caractériser les trajectoires énergétiques est celui de la part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement énergétique. Là également, les profils énergétiques convergent, avec des taux de renouvelables de l'ordre de 35 % aux États-Unis, en Europe et en Inde, la Chine de son côté faisant apparaître une contribution plus faible de seulement 28 %.

### 3.3. Indicateurs sectoriels : logement et transports

Le tableau n° 8 présente enfin une série d'indicateurs concernant deux des secteurs clés pour la consommation d'énergie : le logement et les transports automobiles. Ces indicateurs permettent de vérifier que les développements du scénario S3 de très forte contrainte carbone restent compatibles avec une hypothèse de meilleure satisfaction des besoins logement-mobilité (même si la mobilité ne doit pas être réduite aux transports automobiles qui n'en sont que la part la plus énergivore) et qu'ils n'entraînent pas une simple limitation des services fournis par l'énergie.

Tableau n° 8 : S3 – Indicateurs spécialisés Habitat-Transports

Scénario S3		2001	2010	2020	2030	2050
Surface in Residential Buildings	(Mm <sup>2</sup> )	104 702	132 003	173 478	208 592	243 296
USA		17 062	22 517	26 159	29 217	34 515
EUR		18 314	19 268	21 803	23 577	24 227
CHN		25 743	38 402	56 547	66 857	66 176
NDE		7 793	11 323	18 046	28 728	46 550
Consumption per dwelling	toe/dwl	1,22	1,14	1,08	0,96	0,58
USA		2,29	1,95	1,77	1,54	0,90
EUR		1,53	1,50	1,49	1,38	0,84
CHN		0,85	0,87	0,93	0,83	0,48
NDE		1,09	1,08	1,14	1,09	0,72
Number of cars	Kcars	624 241	765 802	973 428	1 243 951	1 750 742
USA		203 205	228 523	253 972	276 264	307 938
EUR		218 953	238 552	258 152	272 618	287 459
CHN		5 100	22 569	74 086	150 372	246 630
NDE		6 199	17 379	49 850	120 048	329 736
Kilometre per car	Km/year	16 082	15 319	14 976	14 267	12 860
USA		18 559	16 607	16 000	15 349	14 576
EUR		13 537	13 396	13 353	13 263	12 834
CHN		21 000	15 879	14 153	12 602	10 914
NDE		20 000	17 094	15 483	13 888	11 739
Specific cons. of cars	l/100 km	10,91	11,70	10,81	9,29	5,28
USA		11,60	11,49	10,97	9,95	6,55
EUR		7,79	8,16	7,67	6,86	4,17
CHN		20,27	25,55	13,13	10,17	6,12
NDE		8,85	7,82	5,60	4,24	2,41

Scénario S3		Annual % change			2050/ 2001
		2001-10	2010-30	2030-50	
Surface in Residential Buildings	(Mm <sup>2</sup> )	2,6 %	2,3 %	0,8 %	2,3
USA		3,1 %	1,3 %	0,8 %	2,0
EUR		0,6 %	1,0 %	0,1 %	1,3
CHN		4,5 %	2,8 %	- 0,1 %	2,6
NDE		4,2 %	4,8 %	2,4 %	6,0
Consumption per dwelling	toe/dwl	1,3 %	0,8 %	- 1,7 %	0,5
USA		0,5 %	- 0,2 %	- 2,3 %	0,4
EUR		0,7 %	0,1 %	- 2,4 %	0,6
CHN		2,6 %	1,5 %	- 2,7 %	0,6
NDE		2,4 %	3,2 %	- 0,3 %	0,7
Number of cars	Kcars	2,3 %	2,5 %	1,7 %	2,8
USA		1,3 %	1,0 %	0,5 %	1,5
EUR		1,0 %	0,7 %	0,3 %	1,3
CHN		18,0 %	9,9 %	2,5 %	48,4
NDE		12,1 %	10,1 %	5,2 %	53,2
Kilometre per car	Km/year	- 0,5 %	- 0,4 %	- 0,5 %	0,8
USA		- 1,2 %	- 0,4 %	- 0,3 %	0,8
EUR		- 0,1 %	0,0 %	- 0,2 %	0,9
CHN		- 3,1 %	- 1,1 %	- 0,7 %	0,5
NDE		- 1,7 %	- 1,0 %	- 0,8 %	0,6
Specific cons. of cars	l/100 km	0,8 %	- 1,1 %	- 2,8 %	0,5
USA		- 0,1 %	- 0,7 %	- 2,1 %	0,6
EUR		0,5 %	- 0,9 %	- 2,5 %	0,5
CHN		2,6 %	- 4,5 %	- 2,5 %	0,3
NDE		- 1,4 %	- 3,0 %	- 2,8 %	0,3

Source : modèle POLES, scénario S3

Il ressort tout d'abord que la surface totale de mètres carrés de logement serait multipliée par 2,3 d'ici à 2050, traduisant ainsi une augmentation de la surface disponible pour une population qui n'aura augmenté que de 50 %. L'augmentation est plus marquée en Chine mais elle est surtout remarquable en Inde, avec une multiplication par 6 dans un pays dont la population sera multipliée par 1,5. Cependant, le chiffre atteint n'est pas déraisonnable puisqu'il correspond à 30 m<sup>2</sup> par personne.

La consommation par logement est réduite dans toutes les régions, de 60 % aux États-Unis, 40 % en Europe et en Chine, seulement 30 % en Inde. Ces consommations vont de 0,5 à 0,7 tep/log. en Chine et en Inde – ce qui traduit des conditions différentes pour les besoins chauffage-rafraîchissement des locaux – et elles s'établissent à près de 0,9 tep/log. aux États-Unis et en Europe.

Malgré le caractère contraignant du scénario, le nombre de véhicules automobiles serait multiplié par 3 au plan mondial, atteignant 1,75 milliard en 2050. Mais le nombre total est multiplié par près de 50 en Chine comme en Inde. On a alors quatre « marchés automobiles » d'importance comparable, autour de 300 000 véhicules, ce qui correspond évidemment, compte tenu des chiffres

de population, à des taux d'équipement très contrastés, de 800 véhicules pour 1 000 habitants aux États-Unis, 400 en Europe et 200 en Chine et en Inde.

Comment cet essor considérable du parc, même s'il reste limité, est-il compatible avec le scénario de forte contrainte carbone ?

- C'est d'abord grâce à la baisse du nombre de kilomètres parcourus par chaque véhicule, particulièrement sensible dans les pays émergents (plus le taux d'équipement augmente et plus le taux d'utilisation de chaque véhicule diminue). En fin de projection, les kilomètres parcourus sont assez proches dans les quatre pays, entre 11 % et 15 000 km par an.
- C'est ensuite du fait des réductions très significatives des consommations unitaires, de 50 % dans les pays industrialisés, de près de 70 % en Chine (où elles sont initialement élevées) et en Inde (où le niveau atteint de moins de 3 l/100 km correspond à des véhicules de petite taille très efficaces).
- Enfin, la maîtrise des consommations du transport automobile passe dans le scénario S3 par un développement très marqué des nouveaux véhicules électriques, hybrides rechargeables ou à hydrogène : ceux-ci représentent près de 70 % du parc mondial en 2050.

L'examen détaillé des perspectives énergétiques dans quatre pays/régions clés permet donc d'identifier des schémas de développement énergétique cohérents, marqués par un rattrapage, une convergence assez nette dans l'accès à l'énergie entre pays du Nord et pays du Sud, par une efficacité énergétique partout améliorée et par le développement de solutions technologiques nouvelles. Il est donc possible, grâce au modèle, de décrire un monde énergétique compatible avec les contraintes de ressource et d'environnement global et assurant un meilleur équilibre mondial dans la satisfaction des besoins.

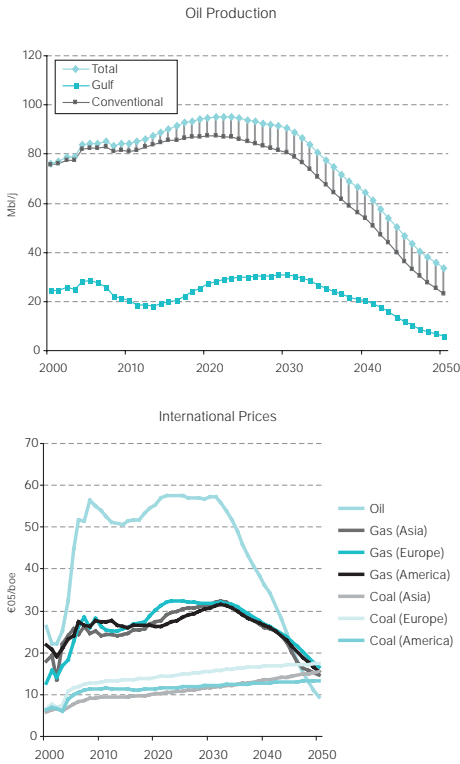
## 4. Scénarios alternatifs et tests de sensibilité

À l'issue de la première série de scénarios plusieurs tests de sensibilité ont été menés. Le premier porte sur la combinaison (improbable ?) d'une forte contrainte carbone et d'un prix des énergies fossiles qui demeurerait élevé. Le second porte sur la simulation d'hypothèses plus favorables sur le progrès technique, l'efficacité énergétique et les anticipations des acteurs.

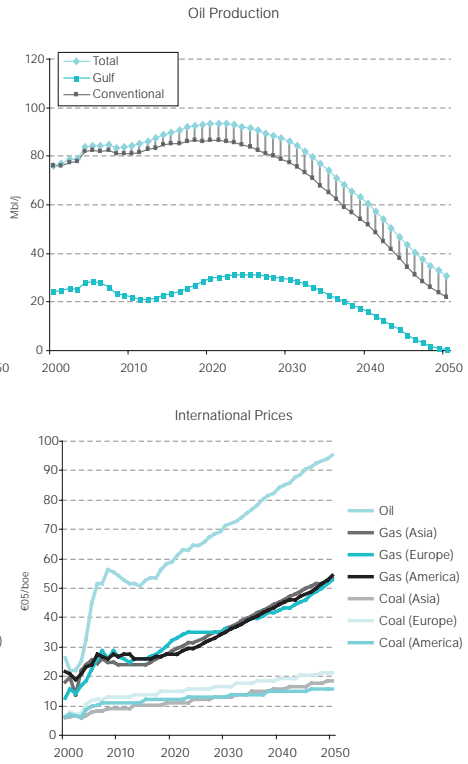
### 4.1. Scénario alternatif S3b = prix du pétrole exogène

Dans le scénario S3b de forte contrainte carbone et de prix élevé des énergies, il est à ce stade simplement supposé que le prix des énergies fossiles demeure bloqué au niveau correspondant à celui de la projection de base. Dans le scénario S3, il est supposé que les producteurs restent « *price-takers* ». La très forte réduction de la demande mondiale imposée par la contrainte d'émission entraîne alors une forte baisse de prix du pétrole et du gaz naturel. Dans S3b, le prix élevé permet un relatif maintien de la production hors Golfe qui conduit pratiquement à stopper la production dans cette région du monde.

**Graphique n° 14 a), b) : Scénario S3**  
**Profils de prix du pétrole**  
**et de production pétrolière**



**Graphique n° 15 a), b) : Scénario S3b**  
**Profils de prix du pétrole**  
**et de production pétrolière**

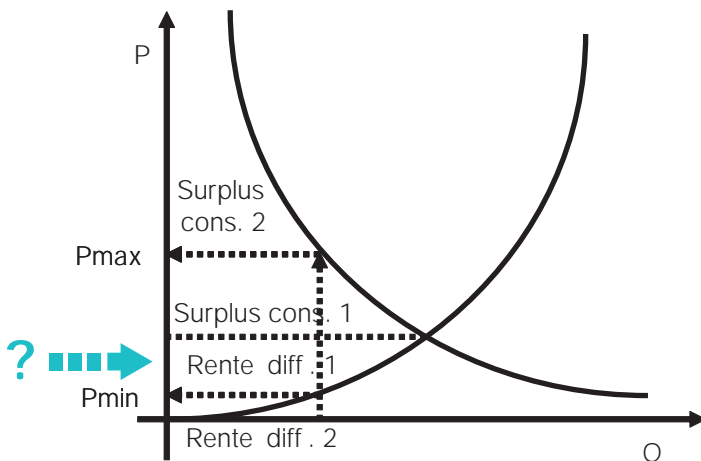


Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

L'interprétation de l'impact de la contrainte d'émission sur les prix internationaux des énergies peut être formulée en s'appuyant sur le graphique n° 16, développé initialement par Louis Puisseux (1977) pour décrire un équilibre non concurrentiel sur le marché du pétrole :

- en situation d'équilibre concurrentiel, le prix d'échange se fixe à un niveau maximisant la somme totale « surplus du consommateur + rente différentielle des producteurs » ;
- en situation de contrainte quantitative, sur l'offre pétrolière (comme en 1977 selon Puisseux, par exemple) ou sur la demande, en cas de contrainte d'utilisation des énergies fossiles, le prix devient indéterminé entre un maximum au-delà duquel la demande serait affectée et un minimum en deçà duquel l'offre serait défaillante ;
- le surplus total du consommateur et la rente totale du producteur (rente différentielle + rente de monopole) dépendront donc du niveau auquel le prix sera fixé entre le minimum et le maximum (par quel processus ou rapport de force ?).

**Graphique n° 16 : Équilibre de marché en présence d'une contrainte de quantité, surplus du consommateur, rente environnementale et rentes de ressource**



Source : d'après Puiseux, 1977

Il est clair dans cette perspective que l'introduction d'une contrainte de demande du fait des politiques climatiques est susceptible de créer de nouveaux équilibres sur les marchés énergétiques internationaux. Elle se traduira en effet par l'apparition de rentes environnementales (celles dont bénéficieront les acteurs maîtrisant les technologies bas carbone) et la diminution des rentes des producteurs, donc une dévalorisation des actifs de ressources naturelles. Ce résultat est sans doute assez fondamental, et il a été bien perçu comme tel par les pays producteurs : la contrainte d'émission du CO<sub>2</sub> qui doit renchérir le coût de l'utilisation des énergies fossiles va diminuer inéluctablement la valeur de leurs ressources en terre.

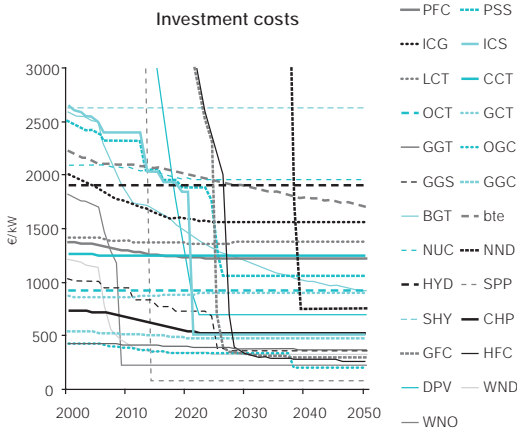
#### 4.2. Scénario alternatif S3c = S3 + progrès technique endogène, AEEI et anticipations renforcées

Dans le scénario alternatif S3c, trois jeux d'hypothèses sont modifiés pour tester un contexte de progrès technique et de comportement d'acteurs favorables aux politiques de réduction des émissions. Ces trois jeux d'hypothèses sont les suivants :

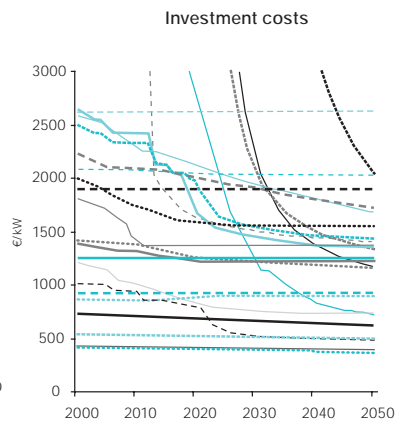
- activation des dispositifs de progrès technique endogène, avec des paramètres favorables, conduisant à une forte réduction des coûts des technologies énergétiques à faible contenu en CO<sub>2</sub> dès que celles-ci connaissent un développement significatif ;
- augmentation de 20 % des *trends* dits « *Autonomous Energy Efficiency Improvement* » au niveau de chaque secteur ;
- anticipations « myopes » plus importantes de la hausse des prix du CO<sub>2</sub> dans tous les secteurs, fondées sur l'extrapolation de la hausse rencontrée dans les dix dernières années (et non cinq années comme dans les scénarios standards).

Le résultat de ce scénario de changement technologique et de comportement accéléré est une réduction significative de la valeur du carbone nécessaire pour atteindre l'objectif en 2050 : celle-ci diminue de près de 15 % et est ramenée de 680 €/tCO<sub>2</sub> à 570 €/tCO<sub>2</sub>.

**Graphique n° 17 a), b) : Scénario S3**  
Coût des technologies  
de production de l'électricité



**Graphique n° 18 a), b) : Scénario S3c**  
Coût des technologies  
de production de l'électricité



Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

### 4.3. Synthèse et courbes de coûts marginaux de réduction *ex-post*

L'ensemble des scénarios produits permet de décrire *ex-post* les réactions d'ensemble du modèle à l'introduction de la valeur du carbone (tableau n° 9). On remarque que jusqu'en 2030 le scénario S1 est plus contraignant pour l'Europe que les scénarios globaux avec valeur unique du carbone. En revanche, il apparaît que le scénario S3, malgré l'utilisation d'une valeur unique, conduit en fin de simulation à de fortes contraintes globales et à une valeur du carbone plus élevée.

**Tableau n° 9 : Réduction d'émissions tous gaz par rapport à 1990 pour l'Europe dans les différents scénarios et valeurs du carbonés associées**

Base = 1990 = 5,1 GtCO <sub>2</sub> eq		BL	S4	S1	S3	S3B	S3C
Red EU 2020	MtCO <sub>2</sub> eq	- 311	189	852	450	471	433
VTC 2020	€/tCO <sub>2</sub> eq	0	9	26	16	16	10
Red EU 2030	MtCO <sub>2</sub> eq	- 432	756	1 924	1 450	1 514	1 502
VTC 2030	€/tCO <sub>2</sub> eq	0	23	97	57	57	48
Red EU 2050	MtCO <sub>2</sub> eq	- 283	2 294	3 089	3 801	3 772	3 798
VTC 2050	€/tCO <sub>2</sub> eq	0	85	319	682	600	573

Source : LEPII-Modèle POLES



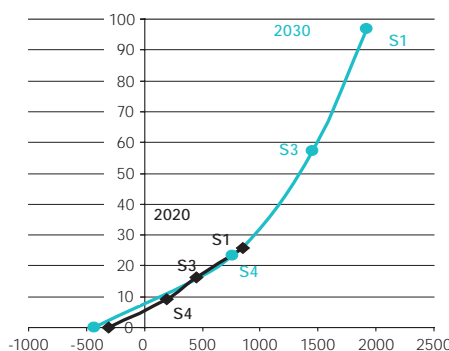
Les différents scénarios testés permettent ainsi de reconstituer des courbes de coûts marginaux de réduction à différents horizons de temps. Alors que l'évolution dans le temps de la valeur du carbone sera la résultante du renforcement de la contrainte et du progrès technique, il ressort de ces simulations que l'effet de progrès technique existe, mais qu'il est cependant faible par rapport à l'effet de renforcement de la contrainte. Ces résultats renvoient fondamentalement à l'interprétation à donner à la valeur du CO<sub>2</sub> ainsi calculée par le modèle. S'agit-il :

- du coût des technologies à mobiliser pour réduire les émissions ?
- où plutôt du signal à introduire dans le système économique afin de déclencher à la fois l'utilisation de technologies « bas carbone » et les changements de comportement nécessaires, notamment en matière de consommation d'énergie ?

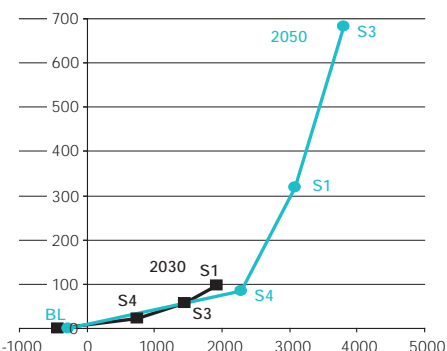
On l'a vu, les scénarios de forte contrainte imposent de très importantes réductions de consommation, de l'ordre d'une division par 2 en 2050, le reste des réductions étant obtenu par les technologies énergétiques. Il apparaît que la valeur élevée du CO<sub>2</sub> atteinte dans le scénario S3 en 2050 découle bien de la nécessité d'introduire un signal-prix significatif pour limiter la demande.

Compte tenu du degré de désagrégation du modèle, il est impossible de dégager une élasticité-prix globale ou synthétique pour apprécier la qualité de la sensibilité du modèle au niveau de la valeur du carbone. Les prochains travaux conduiront à explorer les résultats des scénarios et les élasticités-prix *ex-post* par secteur. Pour l'heure, contentons-nous de rappeler qu'une valeur du carbone de 100 €/tCO<sub>2</sub> ne représente, ramenée au litre d'essence, que 0,25 €/l, et qu'une valeur de 700 €/tCO<sub>2</sub> en 2050 représente donc 1,75 €/l. Cela alors même que le scénario S3 est plus sévère que les scénarios testés auparavant avec le modèle POLES et qui conduisaient à des valeurs du carbone de l'ordre de 400 €/tCO<sub>2</sub>.

Graphique n° 19 : Courbes de CMR, à 2020 et 2030



Graphique n° 20 : Courbes de CMR, à 2030 et 2050



Source : modèle POLES, LEPII, simulations 2008

À l'issue de ces exercices, on peut aussi s'arrêter à la comparaison des résultats avec ceux obtenus aux États-Unis dans le cadre de l'étude CCSP, avec les modèles du MIT (IGSM), de Stanford-EPRI (MERGE) et de l'université du

Maryland-PNNL (MiniCAM). Les scénarios proches de ceux étudiés ici sont les scénarios de niveau 1 (450 ppm CO<sub>2</sub>) et de niveau 2 (550 ppm CO<sub>2</sub>). La conversion des \$/tC aux €/tCO<sub>2</sub> peut se faire approximativement par une division par 5 des chiffres CCSP.

À 2030, les valeurs CCSP vont de 5 à 22 €/tCO<sub>2</sub> pour le scénario niveau 2 et de 34 à 80 €/tCO<sub>2</sub> pour le scénario niveau 1. À 2050, ces valeurs passent respectivement à 14-49 €/tCO<sub>2</sub> pour le niveau 2 et à 93-168 €/tCO<sub>2</sub> pour le niveau 1. On doit noter cependant que les scénarios niveau 1 du CCSP ne sont pas aussi sévères que le scénario S3 puisqu'ils correspondent à des scénarios 450 CO<sub>2</sub> seul et ne conduisent pas à une division des émissions par 2 en 2050. Les valeurs obtenues correspondent donc plutôt à un cas intermédiaire entre S3 et S4.

**Tableau n° 10 : Valeurs du carbone, étude CCSP**

Stabilization Level	2020 (\$/tonne C)			2030 (\$/tonne C)		
	IGSM	MERGE	MiniCAM	IGSM	MERGE	MiniCAM
Level 4	18	1	1	26	2	2
Level 3	30	2	4	44	4	7
Level 2	75	8	15	112	13	26
Level 1	259	110	93	384	191	170

Stabilization Level	2050 (\$/tonne C)			2100 (\$/tonne C)		
	IGSM	MERGE	MiniCAM	IGSM	MERGE	MiniCAM
Level 4	58	6	5	415	67	54
Level 3	97	11	19	686	127	221
Level 2	245	36	69	1 743	466	420
Level 1	842	574	466	6 053	609	635

Source : Scenarios of Greenhouse Gas Emissions and Atmospheric Concentrations, US-CCSP 2007

## Annexe 1

# Études modèle POLES disponibles sur la Toile

2004-2005 : *World Energy Technology Outlook 2050* (WETO-H2, DG-RTD) with ENERDATA, FPB-Belgium, IPTS

[http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/weto-h2\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/weto-h2_en.pdf)

2003-2004 : *Emission Reduction Scenario for France* (Factor 4 scenario, Min. of Ind.-F) with ENERDATA

<http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/pdf/oe-facteur-quatre.pdf>

2002-2004 : *Endogenous Technical Change in a World Energy Model* (SAPIENT + SAPIENTIA, DG-RTD) with NTUA, IIASA, ECN, KUL...

2001-2003 : *Greenhouse Emission Reduction Pathways and International Endowments in the Post-Kyoto Perspective* (GRP, DG-ENV) with NTUA, RIVM, KUL

[http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/pm\\_summary2025.pdf](http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/pm_summary2025.pdf)

2001-2003 : *Economic Analysis of the Linking of the European EQTS with the international Market* (Kyoto Protocol Implementation, DG-ENV)

<http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/kyotoprotocolimplementation.pdf>

2001-2003 : *World Energy Technology and Climate Policy Framework Scenario to 2030* (WETO, DG-RTD) with ENERDATA, FPB-Belgium, IPTS

[http://europa.eu.int/comm/research/energy/gp/gp\\_pu/article\\_1257\\_en.htm](http://europa.eu.int/comm/research/energy/gp/gp_pu/article_1257_en.htm)

2000-2002 : *Multi-gas Assessment of Greenhouse Gas Emission Reduction Strategies* (GECS, DG-RTD) with NTUA, RIVM, KUL, IPTS

2000-2001 : *Economic Assessment of Climate Negotiation Options, before and after COP-6* (Blueprints for International Negotiation, DG-ENV)

<http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/blueprints.pdf>

1999-2001 : *ASPEN a Software for the Analysis of Emission Quota Trading Systems with MAC Curves from the POLES Model* (Min. of Env.-F)

<http://www.upmf-grenoble.fr/iepe/Recherche/Aspen.html>

## Annexe 2

# Le modèle POLES

The POLES model provides a complete system for the simulation and economic analysis of the sectoral impacts of climate change mitigation strategies. The POLES model is not a General Equilibrium Model, but a dynamic Partial Equilibrium Model, essentially designed for the energy sector but also including other GHG emitting activities, with the 6 GHG of the “Kyoto basket”. The simulation process is dynamic, in a year by year recursive approach that allows to describe full development pathways from 2005 to 2050.

The use of the POLES model combines a high degree of detail on the key components of the energy systems and a strong economic consistency, as all changes in these key components are at least partly determined by relative price changes at sectoral level. Thus each mitigation scenario can be described as the set of consistent transformations of the initial Reference case that are induced by the introduction of a carbon constraint or carbon value/penalty.

As the model identifies 46 regions of the world, with 22 energy demand sectors and about 40 energy technologies – now including generic Very Low Energy end-use technologies – the description of climate policy induced changes can be quite extensive (see below for a brief presentation of key features, technologies and modelling principles).

As far as induced technological change is concerned, the model provides dynamic cumulative processes through the incorporation of Two Factor Learning Curves, which combine the impacts of “learning by doing” and “learning by searching” on the technologies’ improvement dynamics. As price induced diffusion mechanism (such as feed-in tariffs) can also be included in the simulations, the model allows for a taking into account of the key drivers to the future development of new energy technologies.

One key aspect of the analysis of energy technology development with the POLES model is indeed that it relies in all cases on a framework of permanent inter-technology competition, with dynamically changing attributes for each technology. In parallel, the expected cost and performance data for each key technology are gathered and examined in the *Techs-DB* database that is developed at LEPII-EPE for any modelling and policy-making purpose.

Finally one can emphasise the fact that, although the model does not provide the total indirect macro-economic costs of mitigation scenarios, it however allows to produce reliable economic assessments that are principally based on the costs of developing low or zero carbon technologies, thus benefiting of a strong engineering background.

## 1. POLES General information

The POLES model is a world simulation model for the energy sector. It works in a year-by-year recursive simulation and partial equilibrium framework, with endogenous international energy prices and lagged adjustments of supply and demand by world region. Developed under different EU research programmes (JOULE, FP5, FP6), the model is fully operational since 1997. It has been used for policy analyses by EU-DG Research, DG Environment and DG TREN, as well as by the French Ministry of Ecology and Ministry of Industry. The model enables to produce:

- Detailed long term (2050) world energy outlooks with demand, supply and price projections by main region;
- CO<sub>2</sub> emission Marginal Abatement Cost curves by region and/or sector, and emission trading systems analyses, under different market configurations and trading rules;
- Technology improvement scenarios – with exogenous or endogenous technological change – and analyses of the value of technological progress in the context of CO<sub>2</sub> abatement policies.

Beyond the research community, the target users of the model are international organisations and policy makers and energy analysts in the field of global energy markets and environmental issues.

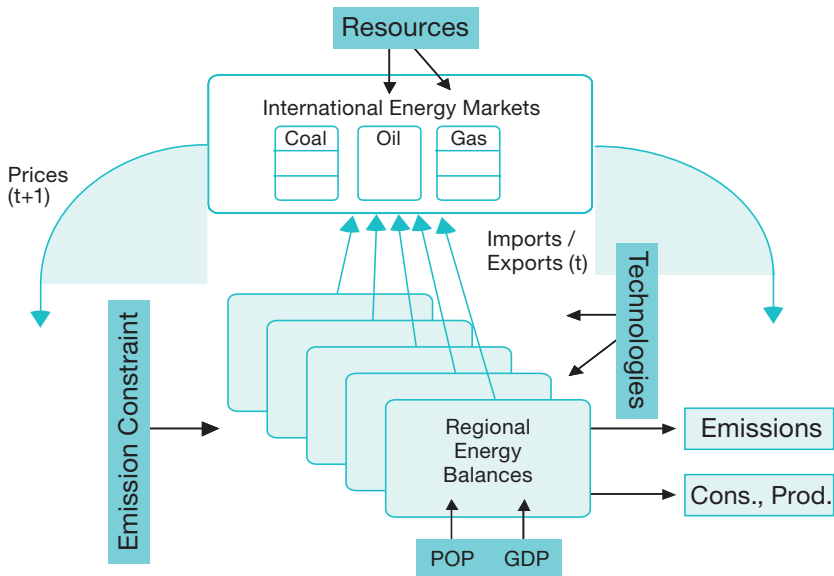
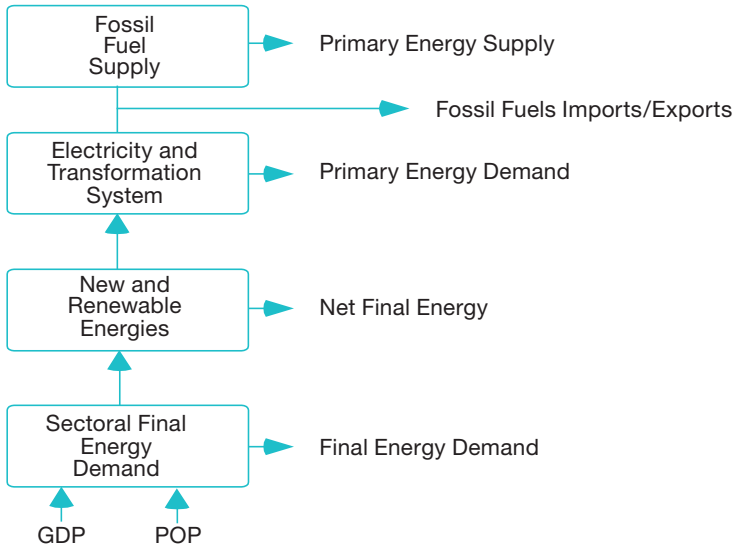
## 2. Key issues addressed

- Long-term (2050) simulation of world energy scenarios / projections and international energy markets.
- World energy supply scenarios by main producing country/region with consideration of reserve development and resource constraints.
- Outlook for energy prices at international, national and sectoral level (10 products).
- National / regional energy balances, integrating final energy demand, new and renewable energy technologies diffusion, electricity, Hydrogen and Carbon Capture and Sequestration systems, fossil fuel supply.
- Impacts of energy prices and tax policies on regional energy systems. National Greenhouse Gas emissions and abatement strategies.
- Costs of international GHG abatement scenarios with different regional targets / endowments and flexibility systems. Emission Quotas Trading Systems analysis at world or regional level.
- Technology diffusion under conditions of sectoral demand and inter-technology competition based on relative costs and merit orders.
- Endogenous developments in energy technology, with impacts of public and private investment in R&D and cumulative experience with “learning by doing”. Induced technological change of climate policies.

### 3. Model characteristics

The POLES model is a global sectoral model for the world energy system. It has been developed in the framework of a hierarchical structure of interconnected sub-models at the international, regional, national level. The dynamics of the model is based on a recursive (year by year) simulation process of energy demand and supply, with lagged adjustments to prices and a feedback loop through international energy prices.

The POLES model



#### 4. Structure of the model

In the current geographic disaggregation of the model, the world is divided into 46 countries or regions, with a detailed national model for each Member State of the European Union (25), four industrialised countries (United States, Canada, Japan and Russia) and five major emerging economies (Mexico, Brazil, India, South Korea and China). The other countries/regions of the world are dealt with a simplified but consistent demand model.

POLES regions 7	POLES sub-regions 9	POLES countries 30
North America		Canada United States
Europe	EU-15 EU-25 EU-27	France United Kingdom Italy Germany Austria Belgium Denmark Finland Ireland Netherlands Sweden Spain Greece Portugal Hungary Poland Czech Republic Slovak Republic Turkey
Japan-Pacific		Japan
CIS		Russia Ukraine
Latin America	Central America South America	Mexico Brazil
Asia	South Asia South East Asia	India South Korea China
Africa-Middle East	North Africa-Middle East Sub-saharian Africa	Egypt

This allows to identify the key world regions of most energy studies: North America; South America; Former Soviet Union; North Africa and Middle-East; Africa South of Sahara; South Asia; South East Asia; Continental Asia; Pacific OECD.

For each region, the model articulates five main modules dealing with:

- final energy demand by main sector;
- new and renewable energy technologies;
- the Hydrogen and Carbon Capture and Sequestration technologies and infrastructures;
- the conventional energy and electricity transformation system;
- fossil fuel supply.

While the simulation of the different energy balances allows for the calculation of import demand / export capacities by region, the horizontal integration is ensured in the energy markets module, the main inputs of which are import demand and export capacities of the different regions.

Only one world market is considered for the oil market (the “one great pool” concept), while three regional markets (America, Europe, Asia) are identified for coal, in order to take into account for different cost, market and technical structures. Natural gas production and trade flows are modelled on a bilateral trade basis, thus allowing for the identification of a large number of geographical specificities and the nature of different export routes.

The comparison of import and export capacities and the changes in the Reserves/Production ratio for each market determines of the variation of the prices for the subsequent periods.

## 5. Final Energy Demand module and Low Energy Technologies

In the detailed demand model for the main countries or regions, the energy consumption is disaggregated into homogeneous sectors which allow to identify the key energy intensive industries, the main transport modes and the residential and tertiary activities: Steel industry; Chemical industry; Non metallic mineral industries; Other industries; Road passenger transport; Road freight transport; Rail passenger transport; Rail freight transport; Air transport; Residential sector; Tertiary sector; Agriculture.

	Substituable Fuels	Electricity	Transport Fuels
Industry	X	X	
Steel industry	X	X	
Chemical industry	X	X	
Non Metallic Mineral	X	X	
Other industries	X	X	
Transport			
Road / passenger			X
Road / goods			X
Rail / passenger			
Rail / goods		X	
Air transport		X	X
Other			X
Tertiary	X	X	
Residential	X	X	
Agriculture	X	X	



Energy consumption is calculated in each sector on the one hand for substitutable fuels and on the other hand for electricity, while taking into account specific energy consumption (electricity in electrical processes and coke for the other processes in steel-making, feedstock in the chemical sector, electricity for heat and for specific uses in the Residential and Tertiary sectors). Each demand equation combines a revenue or activity variable elasticity, price elasticity, technological trends and, when appropriate, saturation effects. Particular attention has been paid to the dynamic impacts of price of price effects.

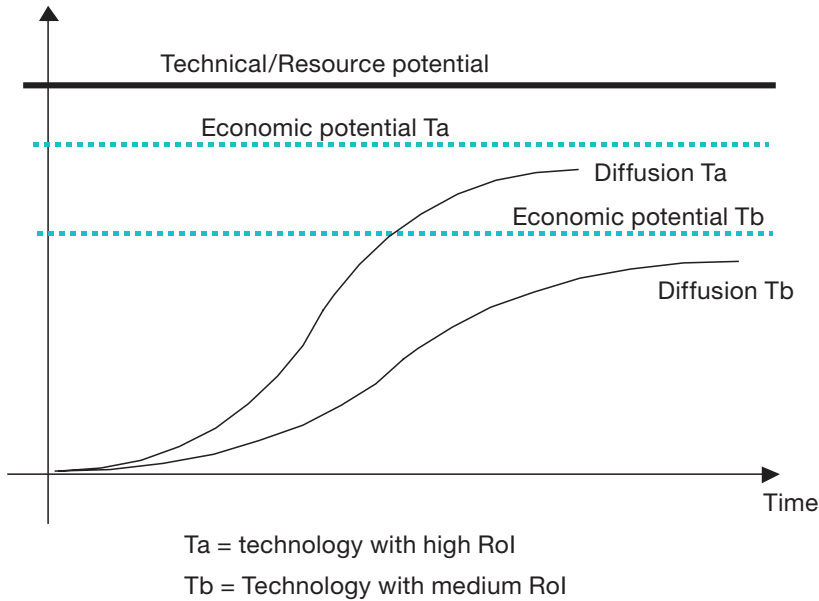
Recent developments in the POLES 5 version of the model have also allowed to represent the development of Very Low Energy/Emission end-use technologies (VLE). While going beyond the concept of energy efficiency through new concepts and product designs, these technologies may allow to considerably improve the energy performance in the two strategic sectors of buildings and road vehicles. In the building sector two generic VLE buildings are considered with energy consumption being cut by a Factor of 2 (Low Energy Building, new and retrofitting) or 3-4 (Very Low Energy Building, new). In the transport sector, the competition between six types of vehicles is described, allowing for the potential introduction of Hydrogen and/or electricity in road transport (while biofuels are mixed, according to relative costs, to conventional petroleum products).

Vehicles types
• Conventional ICE
• Hybrid (pluggable)
• Electric (battery)
• Gas fuel cell vehicle
• Hydrogen fuel cell vehicle
• Hydrogen in conventional ICE

## 6. New and Renewable Energy Technologies diffusion module

Many studies on international energy perspectives either disregard new and renewable energy technologies as offering insufficient economic potential for development in the medium term or, conversely, try to assess their potential in a purely technical approach in order to identify their overall potential contribution to world energy supply. The approach adopted in the New and Renewable Energy module of the POLES model tries to supersede these limits while recognising the difference between technical and economical potentials as well as the time constants that characterise the diffusion process. Elements such as learning-curves and “niche-markets” have been introduced, which allow for a truly dynamic approach of the development and diffusion of these technologies.

### New energy technologies: an improved “Fischer and Pry” model of technology diffusion



The module that is dedicated to the simulation of new and renewable technologies identifies the generic technologies which are representative of the solutions to be implemented in different types of countries and might have a significant quantitative contribution in the long-term development of energy systems. The time horizon of the model (2050) in fact allows to consider that, given the development time-constants, the technologies that might have a significant role to this horizon should today be at least identified and have passed the first stages of development. The technologies considered in the current version of the model:

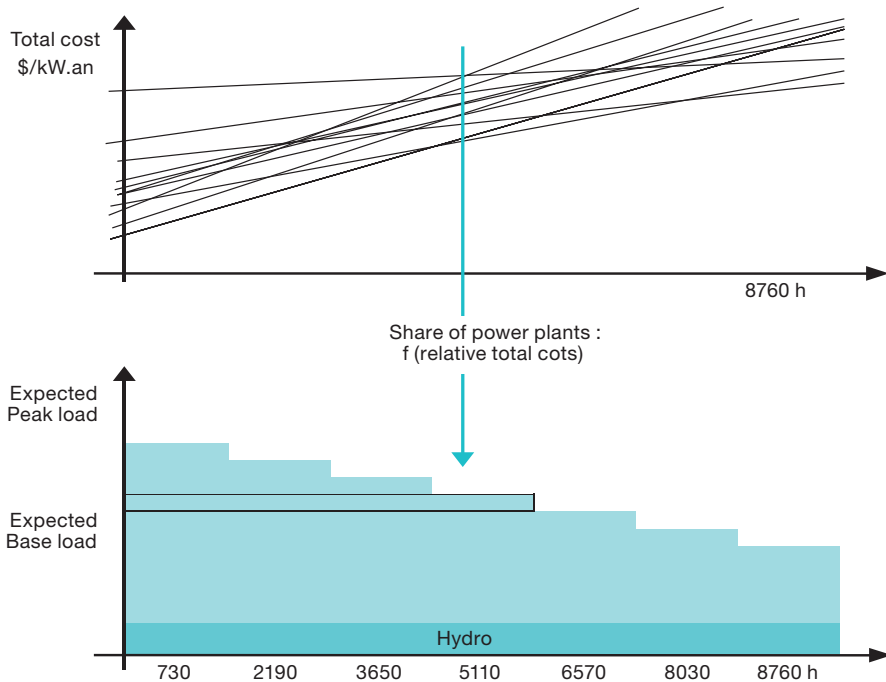
#### New and renewable energy technologies

- Small hydroelectricity (< 10 MV)
- Onshore wind
- Offshore wind
- Solar power plants
- PV (integrated in buildings)
- PV (rural electrification)
- Low temperature plants
- Biomass power plants
- Biomass gasification for electricity production
- Biofuels
- CHP
- Fuel cells (natural gas)
- Fuel cells (hydrogen)

### 7. Electricity and Transformation System module

While the transformation system for conventional fossil fuels is treated in a relatively aggregated way through the use of conversion, transport and distribution efficiency ratios, which is acceptable in a world model, the electricity system deserves a much more detailed treatment. In fact the electricity system is in any country not only one of the main energy consuming sectors but also probably the major sector for inter-fuel substitution. A last characteristic is that, because of the particularly long lifetime of equipment, this sector displays much higher price-elasticities in the long-term than in the short-term.

Electricity sector: the “screening curve” and load curve for least-cost electricity production

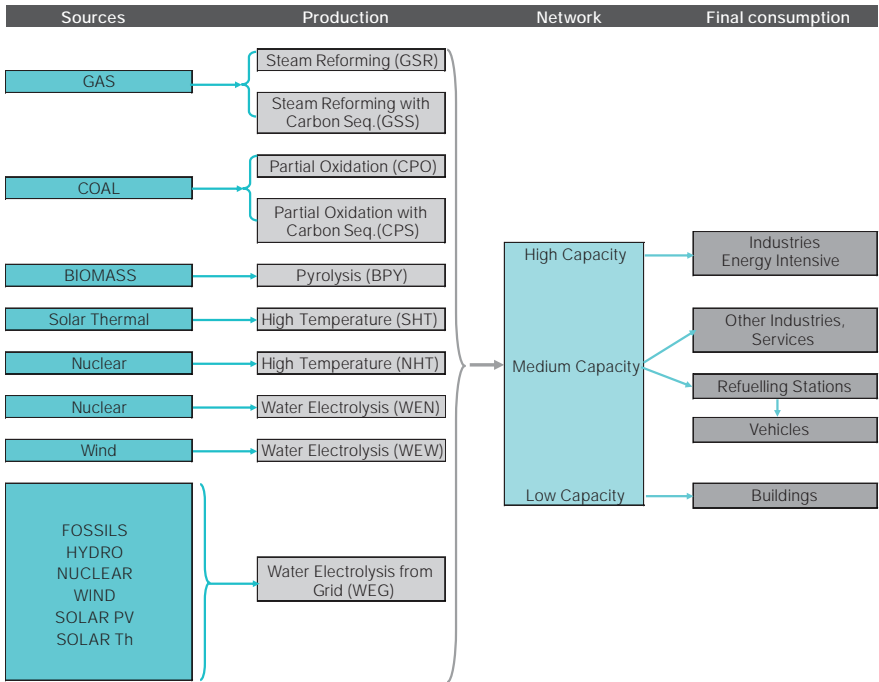


In order to take into account the capacity constraints in the electricity production system the module simulates the evolution of existing capacities at each period as a function of equipment development decisions taken in preceding periods and thus of the anticipated demand and costs at the corresponding time. In the current version of the model, twelve electricity generation technologies, conventional and new are identified. Carbon Capture and Sequestration has also been introduced for two coal and one gas generation plant.

- Large scale power generation**
- Hydroelectricity (> 10 MW)
  - Nuclear (light-water reactor & EPR)
  - Nuclear (4th generation)
  - Coal (steam)
  - Lignite (steam)
  - Pressurised coal supercritical
  - Pressurised coal supercritical with CCS
  - Coal (IGCC)
  - Coal (IGCC) with CCS
  - Oil (steam)
  - Gas turbine (oil)
  - Gas (steam)
  - Gas turbine (gas)
  - Gas combined cycle
  - Gas combined cycle with CCS

### 8. Hydrogen and Carbon Capture and Sequestration systems

Recent developments in the POLES 5 Version of the model have allowed to introduce a full description of future Hydrogen production, transport and consumption technologies. While Hydrogen is only an energy carrier, great attention is paid to the description of the many technological solutions to produce H<sub>2</sub>, to transport costs in new infrastructures and to the interfaces of the H<sub>2</sub> system with the conventional electricity system.



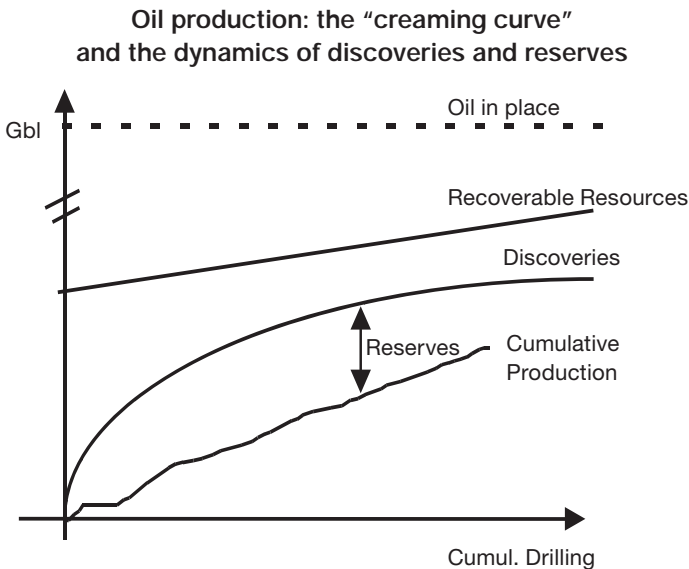
Currently ten competing options are identified for the mass production of Hydrogen, relying on fossil fuels (coal or gas, with or without Carbon Capture and Sequestration) or electrolysis, from network electricity or dedicated nuclear or renewable electricity. Two end-use markets are considered for Hydrogen: distributed electricity with cogeneration and Very Low Emission vehicles in road transport with fuel cells (direct injection in a conventional ICE is also considered).

**Hydrogen production technologies**

- Gas steam reforming
- Gas steam reforming with CCS
- Coal partial oxidation
- Coal partial oxidation with CCS
- Biomass pyrolysis
- High-temperature thermolysis (solar)
- High-temperature thermolysis (nuclear)
- Electrolysis (nuclear)
- Electrolysis (wind)
- Electrolysis (grid)

### 9. Oil and Gas Production module

Oil and gas production is simulated for each region using a full discovery-process model for the main producing countries and simplified relations for minor producing countries.



For each main producing country the available data cover the estimate of Ultimate Recoverable Resources for oil and for gas, the cumulative drilling and cumulative production since the beginning of fields development and the evolution of

reserves. Cumulative discoveries are then calculated as the sum of cumulative production and remaining reserves. For base producers, oil or gas production then depends on a depletion ratio, applied to the remaining reserves (discoveries - cumulative production) in each period.

## 10. International Energy Prices module

In the current version of the model, the basis for international oil price modelling combines a Target Capacity Utilisation Rate model for the Gulf countries and the global oil R/P ratio as a long-term explanatory variable. This reflects the fact that most applied analyses of the oil market points to the fact that, as experienced in the seventies and eighties, the shorter term variations or shocks in the price of oil can be explained by the development of under- or over- capacity situations in the Gulf region.

Coal and natural gas prices are computed for each one of the three main regional markets with regional coal and gas trade matrixes and price variations linked respectively to coal production capacities and to the gas R/P ratio of the key residual producers for each region.

## 11. Inputs

The energy balance data for the POLES model are extracted from an international energy database, which also includes international macro-economic data concerning GDP, the structure of economic activity, deflators and exchange rates. Technico-economic data (energy prices, equipment rates, costs of energy technologies...) are gathered both from international and national statistics. Regular updates of the database are provided by ENERDATA.

## 12. Outputs

For a regularly updated **Energy Outlooks**, the model provides endogenous international energy prices and all information on energy flows for each country / region, in a structure similar to that of a standard IEA-type energy balance. A summary balance provides a synthesis of information on energy consumption and transformation, new energy technologies and electricity production capacities.

**Costing studies for CO<sub>2</sub> abatement policies** are currently performed using the model by the systematic introduction of a “shadow-carbon tax” wherever it is relevant. Multiple simulations of the model then allow to analyse the impacts on emissions by sector and regions, to build the Marginal Abatement Cost curves and to analyse emission trading issues. A dedicated software, **ASPEN** (*Analyse des systèmes de permis d'émission négociables*), allows to calculate – on robust micro-economic bases – the MAC, permit price, total cost and quantities exchanged under different market configurations.

**The impact of technological change in the Baseline and in Emission Control Scenarios** can be addressed either with a set of exogenous “Technology Story” alternatives or with a module of R&D driven endogenous technology improvement, which also includes “learning by doing” or experience effects.

## Annexe 3

## Paramètres et hypothèses-clés

Élasticités court terme					
Secteur	Fonction		2000	2025	2050
<b>Industrie</b>					
Chimie	Conso. non électrique		-0,10	-0,10	-0,10
	Conso. électricité		-0,08	-0,08	-0,08
Minéraux non métalliques	Conso. non électrique		-0,10	-0,10	-0,10
	Conso. électricité		-0,08	-0,08	-0,08
Engrais	Conso. non électrique		-0,10	-0,10	-0,10
Autres non énergétiques	Conso. non électrique		-0,10	-0,10	-0,10
	Sidérurgie, procédé non électrique	Conso. non électrique	-0,20	-0,20	-0,20
Conso. électricité		-0,17	-0,17	-0,17	
Autres industries	Conso. non électrique		-0,10	-0,10	-0,10
	Conso. électricité		-0,07	-0,07	-0,07
Résidentiel	Conso. substituable		-0,10	-0,10	-0,10
	Conso. électricité captive		-0,02	-0,02	-0,02
Services	Conso. substituable		-0,10	-0,10	-0,10
	Conso. électricité captive		-0,03	-0,03	-0,03
<b>Transport terrestre</b>					
Voitures	Km/voiture/an		-0,09	-0,13	-0,01
	Véhicules-km		-0,10	-0,10	-0,10
Transport public	Transport public (passagers-km pc)		0,20	0,20	0,20
	Marchandises t-km (marchandises)		-0,10	-0,10	-0,10
Transport aérien	Passagers-km		-0,10	-0,10	-0,10
Transport fluvial	Consommation		-0,15	-0,15	-0,15

Élasticités long terme		NB : les effets court terme et long terme sont additifs			
Secteur	Fonction		2000	2025	2050
<b>Industrie</b>					
Chimie	Conso. non électrique		-0,40	-0,40	-0,40
	Conso. électricité		-0,30	-0,30	-0,30
Minéraux non métalliques	Conso. non électrique		-0,40	-0,40	-0,40
	Conso. électricité		-0,30	-0,30	-0,30
Engrais	Conso. non électrique		-0,40	-0,40	-0,40
Autres non énergétiques	Conso. non électrique		-0,40	-0,40	-0,40
	Sidérurgie, procédé non électrique	Conso. non électrique	-0,40	-0,40	-0,40
Conso. électricité		-0,34	-0,34	-0,34	
Autres industries	Conso. non électrique		-0,40	-0,40	-0,40
	Conso. électricité		-0,28	-0,28	-0,28
Résidentiel	Conso. substituable		-0,25	-0,25	-0,25
	Conso. électricité captive		-0,05	-0,05	-0,05
Services	Conso. substituable		-0,25	-0,25	-0,25
	Conso. électricité captive		-0,08	-0,08	-0,08
<b>Transport terrestre</b>					
Voitures	Conso./voiture		-0,09	-0,13	-0,02
	Véhicules-km		-0,40	-0,40	-0,40
Marchandises	Consommation véhicules lourds		-0,40	-0,40	-0,40
	t-km		-0,40	-0,40	-0,40
Transport aérien	Consommation totale		-0,40	-0,40	-0,40

## Extraits de la base de données TECHPOL : ELECTRICITY PRODUCTION COSTS

Large Scale Power Technologies	Large Hydro			Nuclear (Convent.)			Nuclear (gen. IV)			Lignite conventional		
	2000	2025	2050	2000	2025	2050	2000	2025	2050	2000	2025	2050
Floor costs		1 800			1 400			900			800	
Nominal capacity	MW		250-2 000 MW		1 000-1 500 MW			500-1 000 MW				
Overn. inv. cost	€/kW	2 600	2 300	2 000	1 950	1 600	6 000	5 000	1 200	1 100	1 000	950
Other costs	€/kW				200	150	200	200	150			
Technical lifetime	Years	45	45	45	40	40	40	40	40	30	30	30
Construction time	Years	8	8	8	10	8	12	10	8	4	4	4
Interest rate	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Decommission share	%	10%	10%	10%	70%	70%	70%	70%	70%	10%	10%	10%
Discount rate	%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
<b>Total investment cost</b>	<b>€/kW</b>	<b>3 227</b>	<b>2 855</b>	<b>2 482</b>	<b>2 797</b>	<b>2 442</b>	<b>8 555</b>	<b>6 860</b>	<b>1 678</b>	<b>1 252</b>	<b>1 138</b>	<b>1 081</b>
<b>Fixed cost</b>	<b>€/kW</b>	<b>267</b>	<b>236</b>	<b>205</b>	<b>235</b>	<b>183</b>	<b>717</b>	<b>575</b>	<b>141</b>	<b>111</b>	<b>101</b>	<b>96</b>
FOM cost	€/kW	51	44	44	60	51	60	40	20	55	50	48
Load. factor	%	43%	43%	43%	80%	85%	80%	80%	85%	85%	85%	85%
<b>Fixed cost</b>	<b>€/MWh</b>	<b>84</b>	<b>74</b>	<b>66</b>	<b>42</b>	<b>34</b>	<b>111</b>	<b>88</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>20</b>	<b>19</b>
<b>Fuel price</b>	<b>€/toe</b>				<b>20</b>	<b>22</b>	<b>20</b>	<b>22</b>	<b>25</b>	<b>38</b>	<b>48</b>	<b>67</b>
Carbon content	tCO <sub>2</sub> /toe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	4,0	4,0
<b>Carbon price</b>	<b>€/tCO<sub>2</sub></b>									<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Elec. efficiency	%	100%	100%	100%	34%	38%	30%	35%	45%	35%	37%	38%
CO <sub>2</sub> emissions	tCO <sub>2</sub> /MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,98	0,93	0,90
<b>Fuel cost incl. carbon</b>	<b>€/MWh</b>				<b>5,1</b>	<b>5,0</b>	<b>5,7</b>	<b>5,4</b>	<b>4,8</b>	<b>9,4</b>	<b>11,1</b>	<b>15,1</b>
VOM cost	€/MWh	0,2	0,2	0,2	1,2	0,8	3,0	2,0	1,0	2,5	2,5	2,5
<b>Variable cost</b>	<b>€/MWh</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>6,3</b>	<b>5,8</b>	<b>8,7</b>	<b>7,4</b>	<b>5,8</b>	<b>11,9</b>	<b>13,6</b>	<b>17,6</b>
<b>Production cost</b>	<b>€/MWh</b>	<b>84</b>	<b>74</b>	<b>66</b>	<b>48</b>	<b>40</b>	<b>120</b>	<b>95</b>	<b>27</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>37</b>



Large Scale Power Technologies	Coal conventional				Pulverised coal (supercr.)				IGCC – Coal				Oil conventional					
	2000		2025		2050		2000		2025		2050		2000		2025		2050	
	800		500-1 000 MW		600		500-1 000 MW		900		1 200		200-500 MW		600		200-500 MW	
Floor costs																		
Nominal capacity	MW	1 100	1 000	950	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Overn. inv. cost	€/kW				1 200	1 050	900	1 500	1 350	1 200	1 500	1 350	1 200	850	800	750		
Other costs	€/kW																	
Technical lifetime	Years	30	30	30	30	30	30	25	25	25	25	25	25	30	30	30	30	30
Construction time	Years	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Interest rate	%	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Decommission share	%	10	10	10	10	10	10	5	5	5	5	5	5	10	10	10	10	10
Discount rate	%	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
<b>Total investment cost</b>	<b>€/kW</b>	<b>1 252</b>	<b>1 138</b>	<b>1 081</b>	<b>1 334</b>	<b>1 167</b>	<b>1 000</b>	<b>1 664</b>	<b>1 497</b>	<b>1 331</b>	<b>1 664</b>	<b>1 497</b>	<b>1 331</b>	<b>945</b>	<b>889</b>	<b>834</b>	<b>834</b>	
<b>Fixed cost</b>	<b>€/kW</b>	<b>111</b>	<b>101</b>	<b>96</b>	<b>118</b>	<b>104</b>	<b>89</b>	<b>156</b>	<b>140</b>	<b>125</b>	<b>156</b>	<b>140</b>	<b>125</b>	<b>84</b>	<b>79</b>	<b>74</b>	<b>74</b>	
FOM cost	€/kW	44	40	38	48	42	36	45	41	36	45	41	36	34	32	30	30	
Load. factor	%	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	90	90	90	90	
<b>Fixed cost</b>	<b>€/MWh</b>	<b>21</b>	<b>19</b>	<b>18</b>	<b>22</b>	<b>20</b>	<b>17</b>	<b>27</b>	<b>24</b>	<b>22</b>	<b>27</b>	<b>24</b>	<b>22</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	
<b>Fuel price</b>	<b>€/toe</b>	<b>57</b>	<b>71</b>	<b>100</b>	<b>57</b>	<b>71</b>	<b>100</b>	<b>57</b>	<b>71</b>	<b>100</b>	<b>57</b>	<b>71</b>	<b>100</b>	<b>183</b>	<b>220</b>	<b>403</b>	<b>403</b>	
Carbon content	tCO <sub>2</sub> /toe	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
<b>Carbon price</b>	<b>€/tCO<sub>2</sub></b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Elec. efficiency	%	38	39	40	44	48	50	45	49	51	45	49	51	39	40	41	41	
CO <sub>2</sub> emissions	tCO <sub>2</sub> /MWh	0,89	0,87	0,87	0,77	0,71	0,68	0,76	0,70	0,67	0,76	0,70	0,67	0,66	0,65	0,63	0,63	
<b>Fuel cost incl. carbon</b>	<b>€/MWh</b>	<b>12,8</b>	<b>15,6</b>	<b>21,7</b>	<b>11,2</b>	<b>12,7</b>	<b>17,2</b>	<b>10,9</b>	<b>12,5</b>	<b>16,9</b>	<b>10,9</b>	<b>12,5</b>	<b>16,9</b>	<b>40,4</b>	<b>47,3</b>	<b>84,6</b>	<b>84,6</b>	
VOM cost	€/MWh	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	5,0	4,0	3,0	5,0	4,0	3,0	1,8	1,8	1,8	1,8	
<b>Variable cost</b>	<b>€/MWh</b>	<b>15,3</b>	<b>18,1</b>	<b>24,2</b>	<b>13,7</b>	<b>15,2</b>	<b>19,7</b>	<b>15,9</b>	<b>16,5</b>	<b>19,9</b>	<b>15,9</b>	<b>16,5</b>	<b>19,9</b>	<b>42,2</b>	<b>49,1</b>	<b>86,4</b>	<b>86,4</b>	
<b>Production cost</b>	<b>€/MWh</b>	<b>36</b>	<b>37</b>	<b>42</b>	<b>36</b>	<b>35</b>	<b>36</b>	<b>43</b>	<b>41</b>	<b>41</b>	<b>43</b>	<b>41</b>	<b>41</b>	<b>57</b>	<b>63</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	

Large Scale Power Technologies		Gas Turbine Combined Cycle (fuel)						Gas conventional						Gas turbine (gas)						Gas Turbine Combined Cycle (gas)							
		2000		2025		2050		2000		2025		2050		2000		2025		2050		2000		2025		2050			
		300		100-200 MW		400		700		200-500 MW		800		200		100-200 MW		300		450		300		250-750 MW		400	
Floor costs	MW																										
Nominal capacity	€/kW	450	425	400	900	860	800	350	325	300	350	325	300	350	325	300	350	325	300	450	425	400	450	425	400	450	425
Other costs	€/kW																										
Technical lifetime	Years	25	25	25	30	30	30	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Construction time	Years	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Interest rate	%	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Decommission share	%	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Discount rate	%	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %
<b>Total investment cost</b>	<b>€/kW</b>	<b>493</b>	<b>466</b>	<b>438</b>	<b>984</b>	<b>640</b>	<b>875</b>	<b>384</b>	<b>356</b>	<b>329</b>	<b>384</b>	<b>356</b>	<b>329</b>	<b>384</b>	<b>356</b>	<b>329</b>	<b>384</b>	<b>356</b>	<b>493</b>	<b>466</b>	<b>438</b>	<b>493</b>	<b>466</b>	<b>438</b>	<b>493</b>	<b>466</b>	
<b>Fixed cost</b>	<b>€/kWwy</b>	<b>46</b>	<b>44</b>	<b>41</b>	<b>87</b>	<b>75</b>	<b>78</b>	<b>36</b>	<b>28</b>	<b>31</b>	<b>36</b>	<b>28</b>	<b>31</b>	<b>36</b>	<b>28</b>	<b>31</b>	<b>36</b>	<b>28</b>	<b>46</b>	<b>44</b>	<b>41</b>	<b>46</b>	<b>44</b>	<b>41</b>	<b>46</b>	<b>44</b>	
FOM cost	€/kWwy	23	21	20	27	26	24	18	16	15	18	16	15	18	16	15	18	16	18	18	17	16	18	17	16	18	16
Load. factor	%	95 %	95 %	95 %	85 %	85 %	85 %	29 %	29 %	29 %	29 %	29 %	29 %	29 %	29 %	29 %	29 %	29 %	90 %	90 %	90 %	90 %	90 %	90 %	90 %	90 %	90 %
<b>Fixed cost</b>	<b>€/MWh</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>21</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>18</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	
<b>Fuel price</b>	<b>€/toe</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Carbon content	tCO <sub>2</sub> /toe	3,0	3,0	3,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
<b>Carbon price</b>	<b>€/tCO<sub>2</sub></b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Elec. efficiency	%	22 %	25 %	25 %	40 %	42 %	42 %	35 %	40 %	45 %	42 %	42 %	42 %	42 %	42 %	42 %	42 %	42 %	55 %	59 %	62 %	55 %	59 %	62 %	55 %	59 %	
CO <sub>2</sub> emissions	tCO <sub>2</sub> /MWh	1,17	1,05	1,03	0,48	0,46	0,46	0,55	0,48	0,43	0,55	0,48	0,43	0,55	0,48	0,43	0,55	0,48	0,35	0,35	0,31	0,35	0,33	0,31	0,35	0,31	
<b>Fuel cost incl. carbon</b>	<b>€/MWh</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	
VOM cost	€/MWh	2,2	2,2	2,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
<b>Variable cost</b>	<b>€/MWh</b>	<b>2,2</b>	<b>2,2</b>	<b>2,2</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	
<b>Production cost</b>	<b>€/MWh</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>17</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>23</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>23</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>23</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>23</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	

Renewable Technologies	Cogeneration (ICE-industry)				Small hydro				Wind on-shore				Wind off-shore			
	2000	2025	2050	2050	2000	2025	2050	2050	2000	2025	2050	2050	2000	2025	2050	
Floor costs	500															
Nominal capacity	MW															
Overn. inv. cost	800	650	600	600	2 100	2 000	1 950	1 950	1 000	800	700	700	1 750	1 100	800	
Other costs	100-1 000 kW															
Technical lifetime	15	15	15	15	30	30	30	30	20	20	20	20	20	20	20	
Construction time	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	
Interest rate	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	
Decommission share	5%	5%	5%	5%	20%	20%	20%	20%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	
Discount rate	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	
<b>Total investment cost</b>	<b>853</b>	<b>693</b>	<b>639</b>	<b>639</b>	<b>2 300</b>	<b>2 190</b>	<b>2 135</b>	<b>2 135</b>	<b>1 061</b>	<b>848</b>	<b>742</b>	<b>742</b>	<b>1 901</b>	<b>1 195</b>	<b>869</b>	
<b>Fixed cost</b>	<b>100</b>	<b>81</b>	<b>75</b>	<b>75</b>	<b>204</b>	<b>195</b>	<b>190</b>	<b>190</b>	<b>108</b>	<b>86</b>	<b>76</b>	<b>76</b>	<b>194</b>	<b>122</b>	<b>89</b>	
FOM cost	2.0	2.0	2.0	2.0	31.5	30.0	29.3	29.3	20.0	16.0	14.0	14.0	52.5	33	24	
Load. factor	90%	90%	90%	90%	50%	50%	50%	50%	28%	28%	28%	28%	35%	35%	35%	
<b>Fixed cost</b>	<b>12,9</b>	<b>10,5</b>	<b>9,7</b>	<b>9,7</b>	<b>53,8</b>	<b>51,3</b>	<b>50,0</b>	<b>50,0</b>	<b>52,2</b>	<b>41,8</b>	<b>36,5</b>	<b>36,5</b>	<b>80,3</b>	<b>50,5</b>	<b>36,7</b>	
<b>Fuel price</b>	<b>120</b>	<b>200</b>	<b>360</b>	<b>360</b>												
Carbon content	2.2	2.2	2.2	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
<b>Carbon price</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>												
Fuel efficiency	85%	87%	88%	88%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Electrical efficiency	40%	41%	42%	42%												
Thermal efficiency	45%	46%	46%	46%												
CO <sub>2</sub> emissions	0,23	0,22	0,22	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>Fuel cost incl. carbon</b>	<b>25,8</b>	<b>42,0</b>	<b>73,7</b>	<b>73,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	
VOM cost	13	12	11	11												
<b>Variable cost</b>	<b>25,9</b>	<b>32,5</b>	<b>47,0</b>	<b>47,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	
<b>Production cost</b>	<b>39</b>	<b>43</b>	<b>57</b>	<b>57</b>	<b>54</b>	<b>51</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>52</b>	<b>42</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>80</b>	<b>50</b>	<b>37</b>	

Renewable Technologies	Concentrating solar				Photovoltaic				MSW - biomass convert.				Biomass gasification			
	2000	2025	2050	2000	2025	2050	2000	2025	2050	2000	2025	2050	2000	2025	2050	
Floor costs		900			1 100					900				900		
Nominal capacity	MW		50-100 MW		5-10 kW					25-100 MW				25-100 MW		
Overn. inv. cost	€/kW	2 750	2 100	1 800	6 000	2 500	1 700	1 500	1 700	1 400	1 100	2 000	1 700	1 200		
Other costs	€/kW															
Technical lifetime	Years	25	25	25	25	30	20	30	20	20	20	20	20	20		
Construction time	Years	3	3	3	1	1	2	1	2	2	2	2	2	2		
Interest rate	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%		
Decommission share	%	20%	20%	20%	10%	10%	5%	10%	5%	5%	5%	10%	10%	10%		
Discount rate	%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%		
<b>Total investment cost</b>	<b>€/kW</b>	<b>3 111</b>	<b>2 376</b>	<b>2 037</b>	<b>6 385</b>	<b>2 649</b>	<b>1 847</b>	<b>1 589</b>	<b>1 847</b>	<b>1 521</b>	<b>1 195</b>	<b>2 195</b>	<b>1 865</b>	<b>1 317</b>		
<b>Fixed cost</b>	<b>€/kW</b>	<b>291</b>	<b>223</b>	<b>191</b>	<b>598</b>	<b>235</b>	<b>188</b>	<b>141</b>	<b>188</b>	<b>155</b>	<b>122</b>	<b>224</b>	<b>190</b>	<b>134</b>		
FOM cost	€/kW	27,5	21,0	18,0	30,0	12,5	34,0	7,5	34,0	28,0	22,0	60,0	51,0	36,0		
Load. factor	%	25%	27%	28%	17%	18%	90%	19%	90%	90%	90%	90%	90%	90%		
<b>Fixed cost</b>	<b>€/MWh</b>	<b>145,7</b>	<b>103,0</b>	<b>85,1</b>	<b>421,8</b>	<b>157,1</b>	<b>28,2</b>	<b>89,3</b>	<b>28,2</b>	<b>23,2</b>	<b>18,2</b>	<b>36,0</b>	<b>30,6</b>	<b>21,6</b>		
<b>Fuel price</b>	<b>€/toe</b>						<b>100</b>		<b>100</b>	<b>125</b>	<b>150</b>	<b>100</b>	<b>125</b>	<b>150</b>		
Carbon content	tCO <sub>2</sub> /toe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
<b>Carbon price</b>	<b>€/tCO<sub>2</sub></b>															
Fuel efficiency	%	100%	100%	100%	100%	100%	18%	100%	18%	19%	20%	36%	44%	45%		
Electrical efficiency	%															
Thermal efficiency	%															
CO <sub>2</sub> emissions	tCO <sub>2</sub> /MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
<b>Fuel cost incl. carbon</b>	<b>€/MWh</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>47,8</b>	<b>0,0</b>	<b>47,8</b>	<b>56,6</b>	<b>64,5</b>	<b>23,6</b>	<b>24,7</b>	<b>28,7</b>		
VOM cost	€/MWh						3,0		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0		
<b>Variable cost</b>	<b>€/MWh</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>50,8</b>	<b>0,0</b>	<b>50,8</b>	<b>59,6</b>	<b>67,5</b>	<b>26,6</b>	<b>27,7</b>	<b>31,7</b>		
<b>Production cost</b>	<b>€/MWh</b>	<b>146</b>	<b>103</b>	<b>85</b>	<b>422</b>	<b>157</b>	<b>79</b>	<b>89</b>	<b>79</b>	<b>83</b>	<b>86</b>	<b>63</b>	<b>58</b>	<b>53</b>		

Example of a POLES model output data sheet (available for each region)  
Weto H2 Results – Europe

Key indicators	Annual % Change									
	1990	2001	2010	2020	2030	2050	1990/10	2010/30	2030/50	2050/50
Population (Millions)	564	588	599	605	606	586	0,3 %	0,1 %	0,1 %	- 0,2 %
GDP (G.\$95)	8 373	10 312	12 660	15 900	19 079	25 194	2,1 %	2,1 %	2,1 %	1,4 %
Per capita GDP (G.\$95/cap)	14 849	17 533	21 124	26 260	31 496	43 005	1,8 %	2,0 %	2,0 %	1,6 %
Gross Inland Cons./GDP (toe/M\$95)	212	189	158	134	119	104	- 1,5 %	- 1,4 %	- 1,4 %	- 0,7 %
Gross Inland Cons./capita (toe/cap)	3	3,3	3,3	3,5	3,8	4,5	0,3 %	0,6 %	0,9 %	0,9 %
Electricity Cons./capita (kWh/cap)	4 206	5 078	5 768	6 884	8 276	12 181	1,6 %	1,8 %	2,0 %	2,0 %
Transport fuels per capita (toe/cap)	1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %
CO <sub>2</sub> emissions/capita (tCO <sub>2</sub> /cap)	8	7,4	7,0	7,5	7,6	7,5	- 0,5 %	0,4 %	- 0,1 %	- 0,1 %
% of renewables in Gross Inland Cons.	6	7,7	10,0	11,5	12,7	15,1	3,0 %	1,2 %	0,9 %	0,9 %
% of renewables in electricity	18	20,4	21,1	23,1	25,2	24,9	0,7 %	0,9 %	- 0,1 %	- 0,1 %
<b>Primary Production (Mtoe)</b>	<b>1 115</b>	<b>1 261</b>	<b>1 207</b>	<b>1 080</b>	<b>1 109</b>	<b>1 422</b>	<b>0,4 %</b>	<b>- 0,4 %</b>	<b>- 0,4 %</b>	<b>1,3 %</b>
Coal, lignite	393	240	169	184	199	215	- 4,1 %	0,8 %	0,4 %	0,4 %
Oil	224	333	264	140	64	23	0,8 %	- 6,8 %	- 5,1 %	- 5,1 %
Natural gas	190	265	309	284	261	198	2,5 %	- 0,8 %	- 1,4 %	- 1,4 %
Nuclear	209	273	265	228	296	589	1,2 %	0,6 %	3,5 %	3,5 %
Hydro, geothermal	44	54	55	57	59	63	1,1 %	0,4 %	0,3 %	0,3 %
Biomass and wastes	53	92	133	160	181	236	4,7 %	1,6 %	1,3 %	1,3 %
Wind, solar	0	3	11	27	49	98	29,0 %	7,5 %	3,6 %	3,6 %
<b>Gross Inland Consumption (Mtoe<sub>e</sub>)</b>	<b>1 773</b>	<b>1 945</b>	<b>1 998</b>	<b>2 129</b>	<b>2 274</b>	<b>2 625</b>	<b>0,6 %</b>	<b>0,6 %</b>	<b>0,6 %</b>	<b>0,7 %</b>
Coal, lignite	481	359	259	333	404	487	- 3,0 %	2,2 %	0,9 %	0,9 %
Oil	681	734	685	706	697	583	0,0 %	0,1 %	- 0,9 %	- 0,9 %
Natural gas	300	429	585	612	583	563	3,4 %	0,0 %	- 0,2 %	- 0,2 %
Biomass and wastes	53	92	133	160	181	236	4,7 %	1,6 %	1,3 %	1,3 %
Others	258	332	335	318	409	756	1,3 %	1,0 %	3,1 %	3,1 %

	Annual % Change									
	1990	2001	2010	2020	2030	2050	1990/10	2010/30	2030/50	
<b>Final Consumption (Mtoe)</b>	<b>1 263</b>	<b>1 354</b>	<b>1 409</b>	<b>1 490</b>	<b>1 556</b>	<b>1 642</b>	<b>0,5 %</b>	<b>0,5 %</b>	<b>0,3 %</b>	
By source:										
Coal, lignite	156	54	78	81	94	114	- 3,4 %	0,9 %	1,0 %	
Oil	575	643	608	627	626	529	0,3 %	0,1 %	- 0,8 %	
Natural gas	235	288	311	307	286	230	1,4 %	- 0,4 %	- 1,1 %	
Electricity	204	257	297	358	431	614	1,9 %	1,9 %	1,8 %	
Biomass and wastes	44	65	66	66	65	74	2,0 %	- 0,1 %	0,6 %	
Heat	50	47	48	49	50	53	- 0,2 %	0,3 %	0,3 %	
Hydrogen	0	0	0	1	4	28	na	14,3 %	9,9 %	
By sector:										
Industry	493	445	480	483	488	464	- 0,1 %	0,1 %	- 0,3 %	
Transport	308	381	364	376	382	369	0,8 %	0,2 %	- 0,2 %	
Household, Service, Agriculture	462	529	565	631	686	809	1,0 %	1,0 %	0,8 %	
<b>Electricity Generation (TWh)</b>	<b>2 845</b>	<b>3 489</b>	<b>4 119</b>	<b>4 942</b>	<b>5 962</b>	<b>8 778</b>	<b>1,9 %</b>	<b>1,9 %</b>	<b>2,0 %</b>	
Thermal	1 540	1 823	2 344	3 065	3 482	3 959	2,1 %	2,0 %	0,6 %	
Of which :										
Coal	1 070	1 006	685	1 128	1 516	1 857	- 2,2 %	4,1 %	1,0 %	
Gas	230	577	1 407	1 633	1 617	1 848	9,5 %	0,7 %	0,7 %	
Biomass and wastes	15	51	108	170	254	323	10,4 %	4,4 %	1,2 %	
Nuclear	801	1 006	1 011	904	1 211	2 634	1,2 %	0,9 %	4,0 %	
Hydro + Geoth.	503	633	639	667	691	732	1,2 %	0,4 %	0,3 %	
Solar	0	0	0	2	16	310	15,6 %	23,5 %	15,9 %	
Wind	1	27	123	302	542	822	28,8 %	7,7 %	2,1 %	
Hydrogen	0	0	0	1	9	182	na	22,4 %	16,0 %	
<b>CO<sub>2</sub> Emissions (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>4 360</b>	<b>4 367</b>	<b>4 183</b>	<b>4 546</b>	<b>4 619</b>	<b>4 376</b>	<b>- 0,2 %</b>	<b>0,5 %</b>	<b>- 0,3 %</b>	
Of which :										
Electricity generation	1 608	1 519	1 337	1 651	1 736	1 808	- 0,9 %	1,3 %	0,2 %	
Industry	961	656	726	680	656	542	- 1,4 %	- 0,5 %	- 1,0 %	
Transport	826	1 106	1 052	1 074	1 064	891	1,2 %	0,1 %	- 0,9 %	
Household, Service, Agriculture	828	800	837	914	941	923	0,1 %	0,6 %	- 0,1 %	
<b>CO<sub>2</sub> Sequestration (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>0</b>	<b>00,0</b>	<b>0,0</b>	<b>43,8</b>	<b>155,2</b>	<b>343,1</b>	<b>na</b>	<b>52,5 %</b>	<b>4,0 %</b>	

# Analyse des résultats des modèles



*Hervé Pouliquen*  
*Centre d'analyse stratégique*

## 1. Objectif : combiner l'utilisation des modèles pour définir une chronique carbone d'ici à 2050

L'objectif de la commission est de présenter des chroniques du prix de carbone à l'échelle de l'Union européenne avec deux passages contraints à 2020 et 2050. La recherche de cette chronique est effectuée par des simulations à partir de trois modèles. Ces modèles permettent d'une part une approche économique (GEMINI-E3, IMACLIM-R) et d'autre part une approche énergétique (POLES).

## 2. Trois modèles mondiaux utilisant une approche « top-down »

Tableau n° 1 : Modèles utilisés par la commission

Équipe	Modèles	Famille	Caractéristiques
LEPII	POLES	Modèle d'équilibre partiel du système énergétique	Par région (47), simulation de la demande énergétique par secteur, des technologies, des systèmes électriques et des prix des hydrocarbures
C-ORDEE & MEDAD	GEMINI E3	Modèle d'équilibre général calculable de l'économie mondiale	Par région (14) et par secteur (18), description des ressources : production (travail, énergie, capital...)/importations et emplois : consommations, exportations, investissements. Calcul des échanges internationaux de biens et de services et des émissions de GES des activités économiques
CIREC	IMACLIM-R	Modèle d'équilibre général hybride	Description de la croissance comme succession d'équilibres généraux annuels en prix et en quantités physiques (12 régions/12 secteurs), reliés par des modules dynamiques technico-économiques sectoriels (dynamique macroéconomique, évolution des styles de développement, progrès technologiques) Émissions : CO <sub>2</sub>

Source : LEPII, C-ORDEE, CIREC

## 3. Hypothèses

Pour chercher à établir une base de discussion cohérente sur les résultats des simulations, il a été proposé dans un premier temps aux modélisateurs de définir le compte de référence des modèles à partir des hypothèses du scénario de référence de l'Agence internationale de l'énergie (*World Energy Outlook 2007*).

- Pour la croissance économique, le groupe a retenu les chiffres de l'AIE, soit un taux de croissance significatif mais modéré de l'ordre de 2 % à 3 % par an pour les pays développés et de 4 % à 5 % par an pour les pays émergents (BRIC). Au-delà de 2030, il a été décidé de prolonger les hypothèses du scénario de référence de l'AIE.



La chronique de valeurs du PIB se révèle comparable à celles obtenues par d'autres organisations, comme l'illustre le tableau n° 2 sur quelques pays.

**Tableau n° 2 : Comparaison des hypothèses de PIB avec les projections tendanciennes du CEPII et de la Banque mondiale**

PIB en Mds \$ 2001	2001		2020		2050	
	FMI	IMACLIM 2020	CEPII 2020	Banque mondiale 2020	IMACLIM 2050	CEPII 2050
États-Unis	10 082	15 767	17 000	16 645	31 829	38 600
Chine	1 323	5 671	4 140	4 049	13 689	14 000
Inde	483	1 786	1 260	1 417	6 605	4 530
Brésil	509	904	821	1 488	1 999	1 040

Source : CIRED, CEPII et FMI

- Pour les prix des énergies, la commission a fait l'hypothèse de garder cette variable endogène dans les modèles. Les dynamiques de prix des scénarios de référence de l'AIE et des scénarios de la commission Énergie servent de points de repère (tableau n° 3).

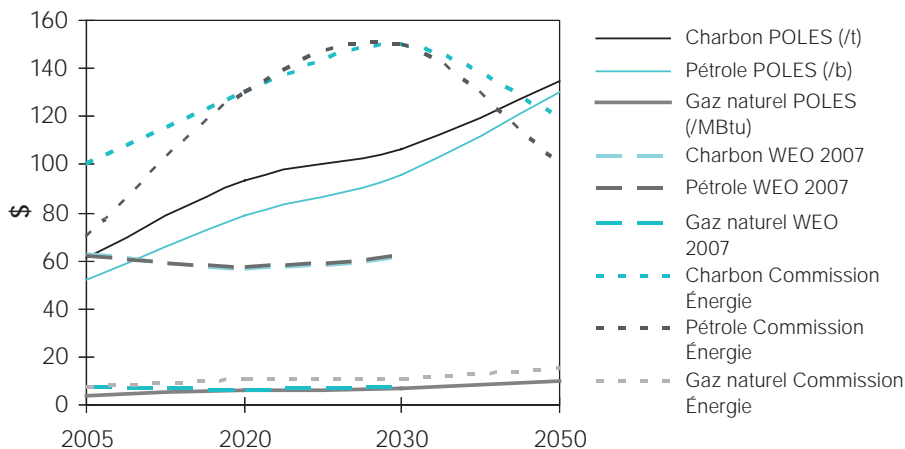
**Tableau n° 3 : Deux scénarios de prix des énergies**

(\$ 2006)	Hypothèses par période		
	2008-2015	2015-2030	2030-2050
Pétrole (\$/b)			
AIE Sc. Réf.	62 – 57	57 – 62	(60)
Commission	70 – 100	100 – 150	150 – 100
Gaz naturel (\$/Mbtu)			
AIE Sc. Réf.	7,3 – 6,6	6,6 – 7,3	(8)
Commission	8	11	15
Charbon (\$/t)			
AIE Sc. Réf.	63 – 57	57 – 61	(60)
Commission	100	150	120

Source : CAS à partir des données de l'AIE et la commission Énergie

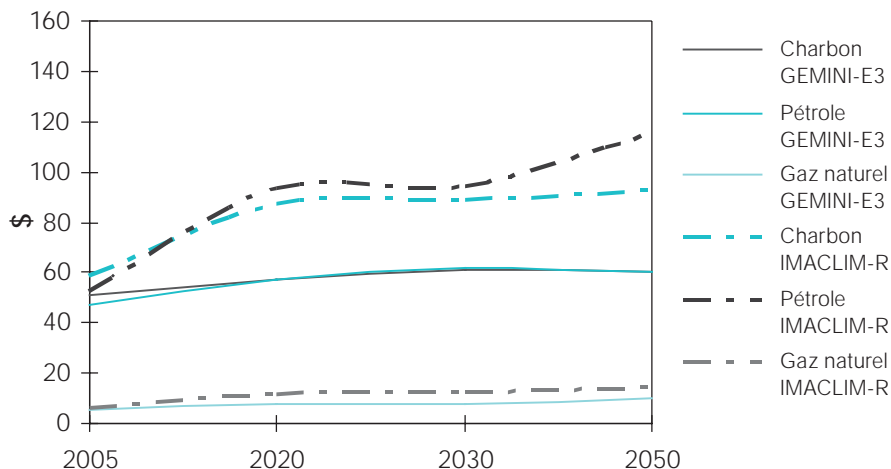
Comme l'illustrent les graphiques n° 1a et n° 1b, les prix des énergies dans les comptes de référence des modèles s'inscrivent pour le pétrole dans une fourchette de 50 à 100 \$/b entre 2005 et 2030; les valeurs sont nettement supérieures aux prix du scénario de l'AIE à l'horizon 2030.

**Graphique n° 1a : Prix des énergies, POLES, AIE, scénario de la commission Énergie**



Source : CAS à partir des données du modèle POLES, de l'AIE et de la commission Énergie

**Graphique n° 1b : Prix des énergies, GEMINI-E3, IMACLIM-R**



Source : CAS à partir des données des modèles

On sait que cette fourchette est déjà bien en deçà des valeurs actuelles du prix du baril. Le scénario de la commission Énergie présente en revanche une évolution plus conforme aux projections récentes.

Il reste donc un décalage significatif entre les modèles et le scénario de la commission Énergie d'au moins 40 \$/b sur l'horizon 2015-2030. Au-delà, les valeurs des énergies convergent autour de 120 \$/b ± 20 \$.

## 4. Trois objectifs de contraintes européens et mondiaux

### 4.1. Scénarios objectifs

Les économistes de la commission se sont accordés sur trois scénarios de contraintes qui s'appliqueraient à l'économie européenne, en tenant compte de l'incertitude sur le niveau de réduction d'émissions agréé au niveau mondial et du degré de flexibilité plus ou moins grand pour tirer parti des mécanismes de projet du protocole de Kyoto (échanges de quotas entre États, MDP, MOC) :

1. Un scénario européen unilatéral : – 20 % en 2020 par rapport à 1990, – 60 % en 2050 (borne basse du Facteur 4), sans accord international et donc sans flexibilité (prix du carbone propre à l'Europe).
2. Un scénario mixte : – 30 % en 2020 par rapport à 1990 et – 80 % en 2050 (borne haute du Facteur 4), avec accord international sur un objectif mondial de **550 ppme CO<sub>2</sub>eq** et haut niveau de flexibilité (prix unique à l'échelle mondiale applicable *de facto* à l'Europe).
3. Un scénario purement mondial, accord international sur un objectif mondial de **450 ppme CO<sub>2</sub>eq** et haut niveau de flexibilité (prix unique à l'échelle mondiale applicable *de facto* à l'Europe).

Les trois scénarios sont résumés dans le tableau n° 4.

Tableau n° 4 : Scénarios de contraintes

Scénario de contraintes sur les émissions de GES	2020	2050	Accord international
	Objectifs de réduction de l'Europe (base 1990)		
Scénario européen unilatéral	– 20 %	– 60 %	<b>Aucun</b> (prix du carbone propre à l'Europe)
Scénario mixte	– 30 %	– 80 %	<b>objectif 550 ppm CO<sub>2</sub>eq</b> (prix du carbone unique à l'échelle mondiale)
Scénario mondial			<b>objectif 450 ppm CO<sub>2</sub>eq</b> (prix du carbone unique à l'échelle mondiale)

Source : CAS

### 4.2. Profils d'émissions

Les profils d'émissions construits dans le cadre de l'étude tiennent compte d'une part des dernières tendances constatées pour l'évolution des émissions de carbone (P. Ciais, 2007), d'autre part des évaluations de la croissance 2000-2050 menées par l'Agence de protection de l'environnement (United States Environmental Protection Agency, EPA) pour les autres GES. Pour la projection, ils s'appuient sur la typologie construite dans le cadre du Groupe 3 du GIEC, dans le quatrième rapport d'évaluation (tableau n° 5).

**Tableau n° 5 : Profils d'émission dans le résumé pour les décideurs du rapport du Groupe 3 du GIEC, quatrième rapport d'évaluation**

Catégories	I	II	III	IV	V	VI
Forçage radiatif en $W/m^2$	2,5 – 3,0	3,0 – 3,5	3,5 – 4,0	4,0 – 5,0	5,0 – 6,0	6,0 – 7,5
Concentration en $CO_2$ <sup>c)</sup> en ppm	350 – 400	400 – 440	440 – 485	485 – 570	570 – 660	660 – 790
Concentration en $CO_2eq$ <sup>c)</sup> en ppm	445 – 490	490 – 535	535 – 590	590 – 710	710 – 855	855 – 1 130
Augmentation de la température moyenne globale au-dessus de l'équilibre préindustriel, en utilisant la « meilleure estimation » de la sensibilité climatique <sup>b) c)</sup> en °C	2,0 – 2,4	2,4 – 2,8	2,8 – 3,2	3,2 – 4,0	4,0 – 4,9	4,9 – 6,1
Année d'émission maximale de $CO_2$ <sup>d)</sup>	2000 – 2015	2000 – 2020	2010 – 2030	2020 – 2060	2050 – 2080	2060 – 2090
Émissions globales de $CO_2$ en 2050 % par rapport aux émissions en 2000 <sup>d)</sup>	- 85 à - 50	- 60 à - 30	- 30 à + 5	+ 10 à + 60	+ 25 à + 85	+ 90 à + 140
Nombre de scénarios évalués (Total : 177)	6	18	21	118	9	5

a) La compréhension de la « réponse du système climatique au forçage radiatif » et les « rétroactions » sont évaluées dans le Rapport RE4 du GT 1. Source : GIEC

Les rétroactions entre le cycle du carbone et les changements climatiques affectent l'atténuation requise pour une stabilisation à un niveau donné de la concentration du dioxyde de carbone atmosphérique. On s'attend à ce que, le climat se réchauffant, ces rétroactions augmentent la fraction des émissions anthropiques demeurant dans l'atmosphère. Il se pourrait donc que les études concernées aient sous-estimé les réductions d'émissions requises pour atteindre un niveau de stabilisation donné.

b) La meilleure estimation de la sensibilité climatique représente 3° C [GT 1 RID].

c) Notons que la température globale moyenne à l'équilibre se distingue de la température globale moyenne prévue pour le moment où les concentrations des GES seront stabilisées par l'inertie du système climatique. D'après la majorité des scénarios évalués, les concentrations des GES se stabiliseront entre 2100 et 2150.

d) La fourchette correspond aux 15<sup>e</sup> – 85<sup>e</sup> percentiles de la distribution des scénarios de post-TRE. Les émissions de  $CO_2$  sont indiquées de façon à ce que les scénarios de gaz multiples puissent être comparés aux scénarios uniquement  $CO_2$ .

*Profil d'émissions Europe isolée (scénario 1)*

Ce scénario est non coopératif au plan international et l'on suppose, à des fins exploratoires, qu'aucune politique de grande ampleur n'est mise en œuvre en dehors de l'Europe. Dans ce scénario, l'Europe poursuit de manière isolée les objectifs annoncés dans les décisions du Conseil des 8-9 mars 2007. Elle vise en particulier un objectif de réduction de 20 % en 2020 par rapport aux émissions de 1990, puis de 60 % en 2050; ceci est conforme aux annonces faites au cours du G8 d'Heiligendam et de la Conférence de Bali, sur la nécessité de ramener les émissions des pays industrialisés en 2050 à 60-80 % de leur niveau de 1990.

Le taux de décroissance des émissions impliqué par le profil est de - 1,5 % par an entre 2010 et 2020; ce taux doit s'accroître et se situer entre - 2 % et - 2,5 % par an entre 2030 et 2050.

*Profil d'émissions Monde, 450 ppm (scénario 3)*

Le scénario S3 est un scénario d'action coordonnée au plan mondial avec une gouvernance forte conduisant à retenir des objectifs conformes à l'objectif climatique actuel de l'Union européenne, c'est-à-dire visant à limiter à 2 °C l'augmentation moyenne de température par rapport à la situation préindustrielle.

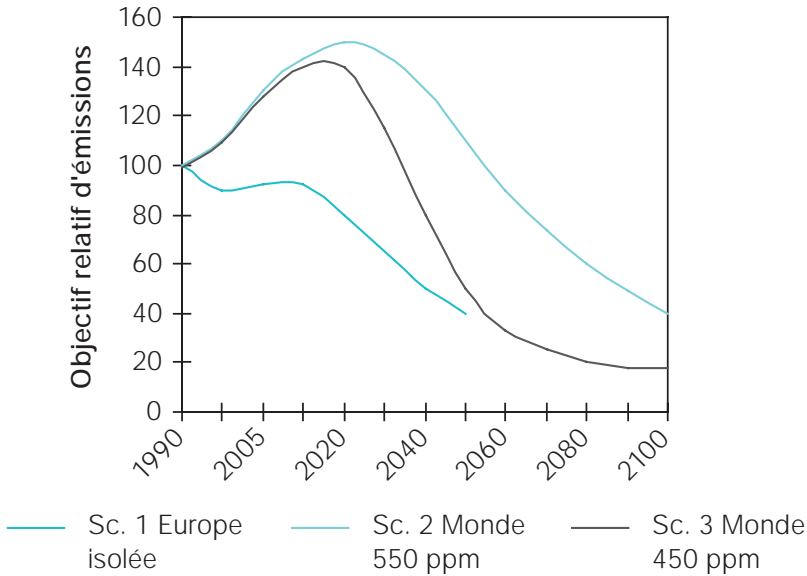
Cela conduit à construire un profil conforme au type I du tableau du Groupe 3 du GIEC (tableau n° 5). Il s'agit donc d'un scénario de type « stabilisation des émissions à 400 ppm CO<sub>2</sub>, ou 450 tous gaz ».

Dans ce cas, les émissions mondiales, après avoir crû à près de 3 % par an depuis 2000, doivent rapidement se stabiliser, avant 2020. Elles doivent ensuite décroître de - 2 % par an après 2020, la décroissance atteint - 4 % à - 5 % par an entre 2040 et 2050.

*Profils d'émissions Monde, 550 ppm (scénario 2)*

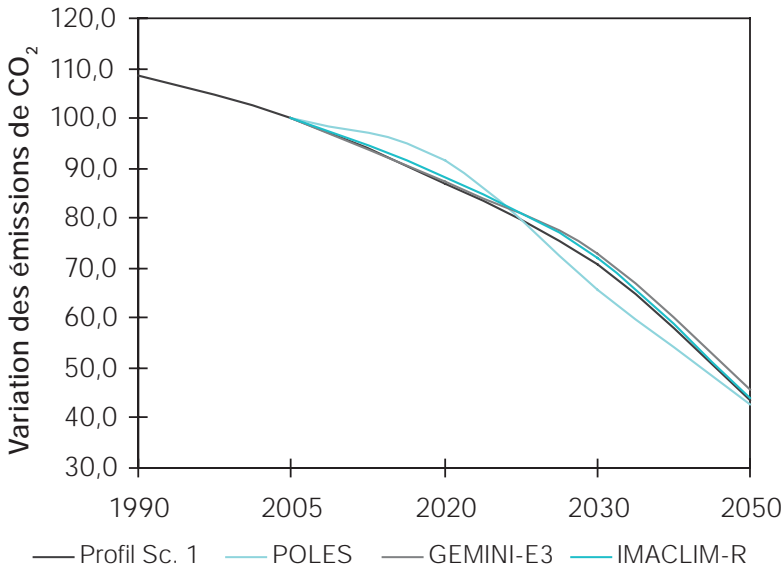
Ce dernier scénario représente bien un schéma de gouvernance mondiale, mais avec l'objectif de moindre ambition, celui d'un profil de type III et non de type I, ou encore un profil 550 ppm tous gaz plutôt que 450 ppm. Les profils d'atténuation sont comparés dans le graphique n° 2.

**Graphique n° 2a : Profils d'émissions retenus dans les trois scénarios de contrainte**



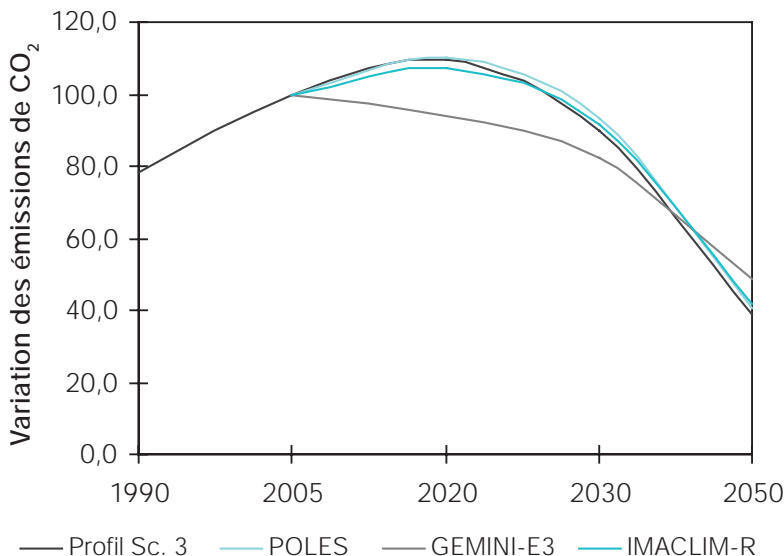
Source : CAS à partir des données LEPII issues des travaux du GIEC

**Graphique n° 2b : Variation des émissions de CO<sub>2</sub> des modèles comparée au profil dans le cas du scénario 1, Europe isolée**



Source : CAS à partir des données des modèles

**Graphique n° 2c : Variation des émissions de CO<sub>2</sub> des modèles comparée au profil dans le cas du scénario 3, 450 ppm Monde**



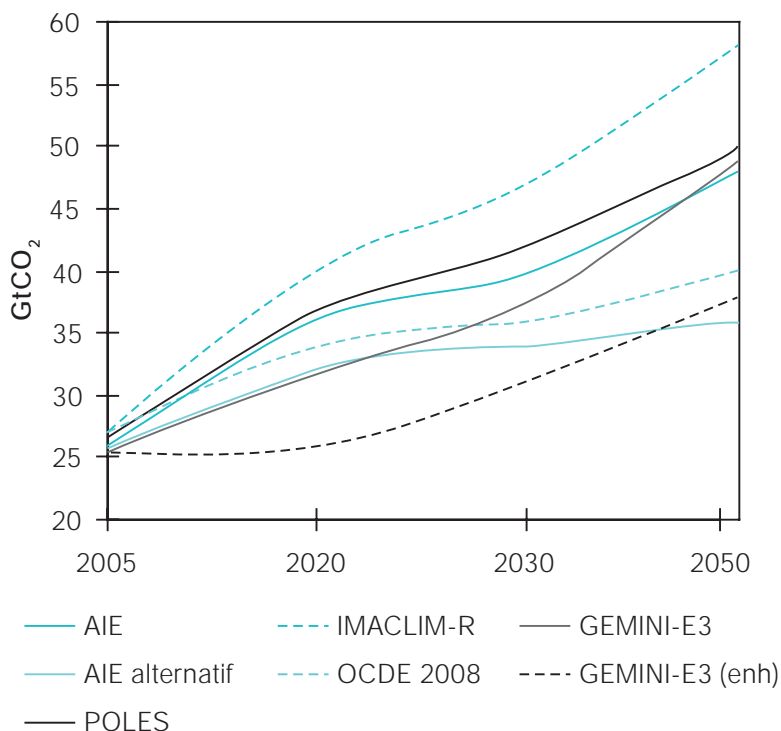
Source : CAS à partir des données des modèles

## 5. Les modèles donnent des comptes de référence différents

Comme l'illustre l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> (graphique n° 3), les caractéristiques des modèles (hypothèses sectorielles, élasticités, progrès technologiques, prix endogènes des énergies, etc.) conduisent à des systèmes énergétiques différents.

La commission n'a pas souhaité rechercher une concordance exacte des scénarios de référence des modèles, au risque d'introduire des incohérences entre les hypothèses propres à chaque modèle. Par conséquent, afin de permettre l'exploitation la plus cohérente des résultats des modèles et particulièrement des chroniques du carbone, nous retenons de travailler le plus possible en valeur relative par rapport aux références de chaque modèle.

**Graphique n° 3 : Émissions de CO<sub>2</sub> dans les scénarios de référence des différents modèles**



enh : scénario haut des prix de l'énergie conformes à ceux de la commission Énergie.

Source : CAS à partir des données des modèles, de l'AIE et de l'OCDE

Il n'en demeure pas moins que les objectifs de réduction des émissions de GES étant fixes, les modèles dont le compte de référence comporte le plus d'émissions de GES auront une tendance à produire une valeur plus élevée de la tonne de carbone.

- Le modèle POLES est proche de la référence AIE et du scénario *Baseline 2006* de l'OCDE.
- Le modèle GEMINI jusqu'en 2030 est voisin du scénario de l'OCDE 2008 et du scénario alternatif de l'AIE, scénarios qui intègrent une série de mesures connues ou quasi sûres de politiques environnementales dans les différentes régions du monde.
- On notera pour le modèle GEMINI-E3, la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> obtenues dans la variante prix hauts des énergies (courbe GEMINI-E3 enh).



## 6. Valeur du carbone

### 6.1. Les valeurs de carbone produites pour les modèles d'ici à 2050 sont dans la fourchette de celles données par le quatrième rapport du GIEC pour une stabilisation à 550 ppm

Les graphiques n° 4a à 4c présentent les valeurs carbone obtenues par les modèles aux horizons 2020, 2030 et 2050. On peut en déduire les observations suivantes :

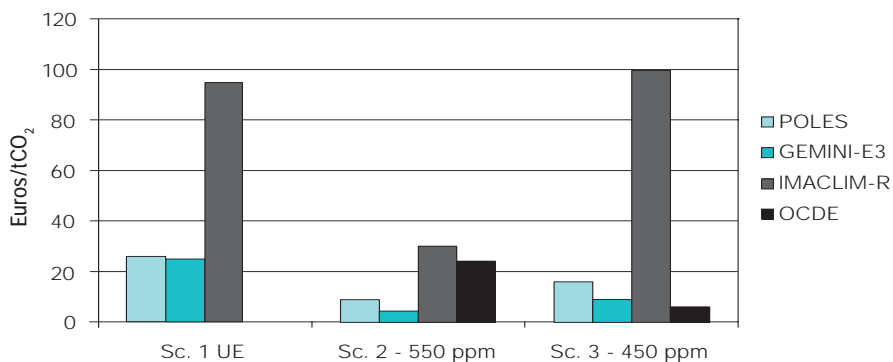
- les valeurs obtenues à l'horizon 2050 sont globalement très élevées (sauf scénario 2 GEMINI-E3), en particulier si on les compare à celles obtenues par l'AIE dans ses scénarios technologiques (ETP 2006) ;
- les horizons 2020 et 2030 peuvent être considérés comme plus exactement représentés. Les valeurs du CO<sub>2</sub> se situent respectivement en dessous de 30 et 50 €/tCO<sub>2</sub>.

Les valeurs obtenues par les trois modèles peuvent être comparées à celles données par le quatrième rapport du GIEC (WG III, SPM) pour une stabilisation à 550 ppm CO<sub>2</sub>eq, soit ici le cas du scénario 2 :

- en 2030, de 20 à 80 dollars par tCO<sub>2</sub> (5-65 pour des modèles incluant les effets d'induction du progrès technique) ;
- en 2050, de 30 à 155 dollars par tCO<sub>2</sub> (15-130 avec progrès technique induit).

Les trois modèles sont dans ces intervalles.

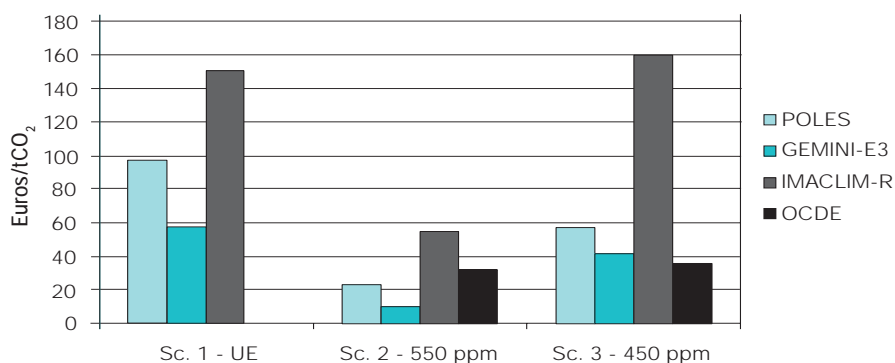
Graphique n° 4a : Valeurs à l'horizon 2020



En 2020 (€/tCO <sub>2</sub> )	Sc. 1 - UE	Sc. 2 - 550 ppm	Sc. 3 - 450 ppm
POLES	26	9	16
GEMINI-E3	25	4	9
IMACLIM-R	95	30	100
OCDE	nc	24	6

Source : CAS à partir des données des modèles, de l'AIE et de l'OCDE

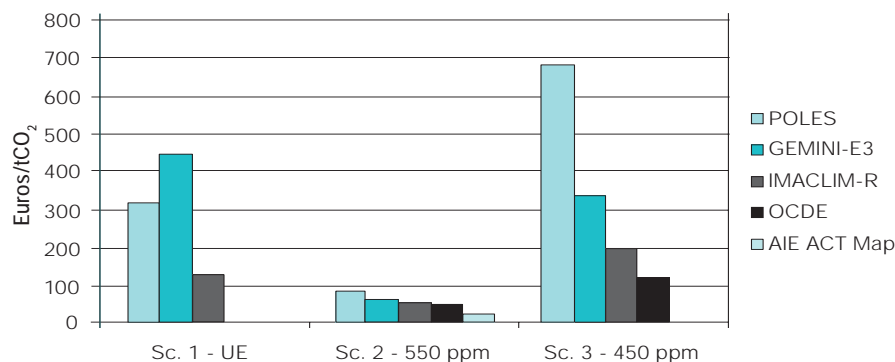
Graphique n° 4b : Valeurs à l'horizon 2030



En 2030 (€/tCO <sub>2</sub> )	Sc. 1 - UE	Sc. 2 - 550 ppm	Sc. 3 - 450 ppm
POLES	97	23	57
GEMINI-E3	58	10	42
IMACLIM-R	150	55	160
OCDE	nc	32	36
GIEC 4 <sup>e</sup> rapport	nc	15 – 60 (4 – 50 avec effets induits du progrès technique)	

Source : CAS à partir des données des modèles, de l'AIE et de l'OCDE

Graphique n° 4c : Valeurs à l'horizon 2050



En 2050 (€/tCO <sub>2</sub> )	Sc. 1 UE	Sc. 2 - 550 ppm	Sc. 3 - 450 ppm
POLES	319	85	682
GEMINI-E3	446	62	339
IMACLIM-R	130	60	200
OCDE	nc	52	120
AIE ACT Map	nc	25	nc
GIEC 4e rapport	nc	23 – 120 (11 – 100 avec effets induits du progrès technique)	

\* Taux de change 1€ = 1,3 \$.

Source : CAS à partir des données des modèles, de l'AIE et de l'OCDE

**Tableau n° 6 : Variation de la valeur du carbone pour différents scénarios technologiques de l'AIE**  
(concentration 550 ppm, taux de change 1€ = 1,3 \$)

Valeur du CO <sub>2</sub> (€/tCO <sub>2</sub> )	Europe	Chine
ACT Map	19	19
Nucléaire faible	28	21
EnR faible	29	22
Pas de CCS	32	31

Source : AIE

**Tableau n° 7 : Comparaison des émissions du scénario de l'AIE avec celles des modèles**  
(concentration 550 ppm, taux de change 1€ = 1,3 \$)

Scénario 2 Émissions de CO <sub>2</sub> (GtCO <sub>2</sub> )	2005	2050
POLES	24,7	21,8
GEMINI-E3	25,5	23,6
IMACLIM-R	27	25,6
AIE ACT Map	26	26 (30 sans CCS)

Source : CAS à partir des données des modèles et de l'AIE

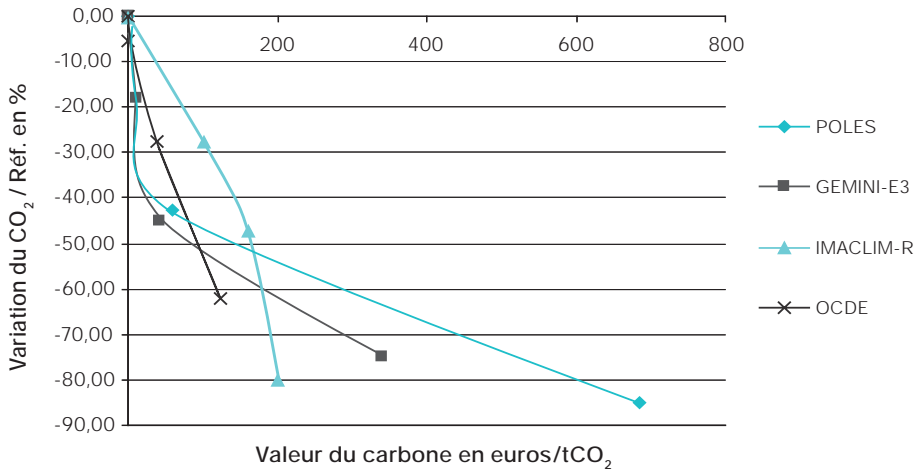
## 6.2. La valeur du carbone est fortement influencée par le mécanisme d'anticipation de prix interne au modèle

La forme concave du profil d'évolution de la valeur du carbone dans IMACLIM-R contraste avec la croissance exponentielle des autres modèles ou de celle préconisée par certains exercices théoriques (graphique n° 5). Ce type de profil constitué d'une montée rapide du prix d'ici à 2030 et d'un plateau (voire une légère décroissance) lors des 20 années suivantes s'explique par la conjonction de deux mécanismes représentés dans le modèle IMACLIM-R :

- le jeu d'interaction entre une anticipation parfaite des prix du carbone (à  $t + 10$  ans ou  $t + 20$  ans selon les secteurs) et l'inertie des technologies encapsulées dans les équipements : seul l'affichage d'un prix croissant rapidement à  $t + 20$  ans permet une pénétration massive des technologies moins carbonées et plus efficaces, même si cela implique un effort supplémentaire à court terme ;
- le progrès technique *induit*, qui permet de limiter la hausse (voire d'entamer une baisse) de la valeur du carbone après quelques décennies : les technologies peu carbonées, qui étaient marginales parce que peu rentables en début de période, deviennent progressivement plus rentables, d'abord à cause du prix élevé du carbone, puis grâce aux effets d'apprentissage induits par les investissements cumulés.

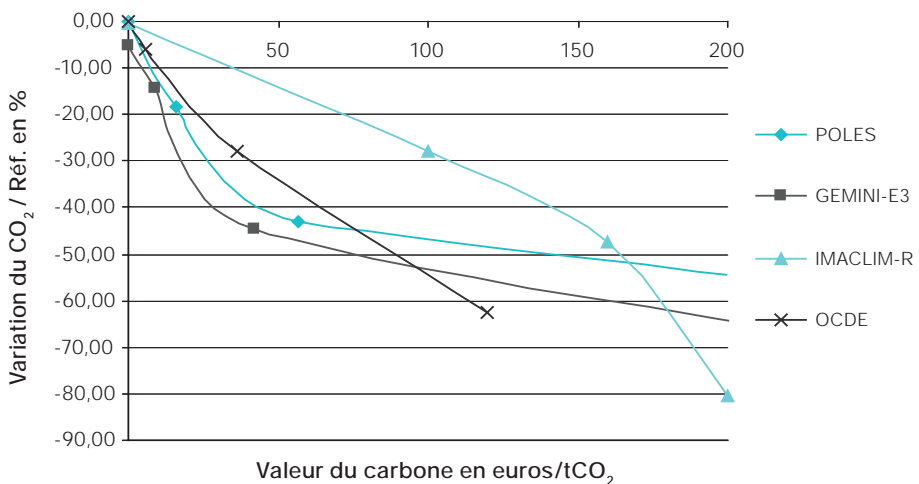
Cet effet renvoie à la courbe en S qui caractérise la pénétration des technologies innovantes selon trois phases : une phase de recherche et développement pour mettre au point la technologie, une phase de pénétration progressive avec soutien fort pour assurer la rentabilité des innovations, puis une phase de gain autonome de parts de marché grâce à l'apprentissage accumulé, phase où le soutien au développement peut être supprimé.

**Graphique n° 5a : Variation des émissions de CO<sub>2</sub> en fonction de la valeur du carbone, scénario 450 ppm**



Source : CAS à partir des données des modèles

**Graphique n° 5b : Variation des émissions de CO<sub>2</sub> en fonction de la valeur du carbone, scénario 450 ppm**  
zoom en dessous de 200 €/tCO<sub>2</sub>



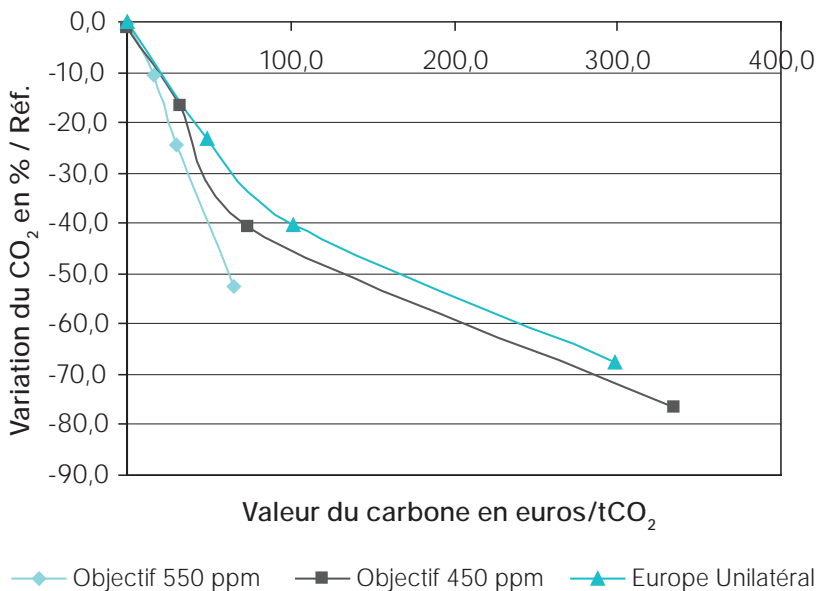
Source : CAS à partir des données des modèles

### 6.3. Les profils d'atténuation des émissions en fonction de la valeur du carbone sont voisins pour les scénarios Europe seule et 450 ppm

La valeur moyenne des variations des émissions (par rapport à la référence) a été rapportée à la valeur du carbone pour les différents scénarios de contraintes, aux points 2020, 2030 et 2050. Cette représentation (graphique n° 6) fait apparaître une proximité des scénarios Europe seule et 450 ppm sur l'ensemble de l'horizon. On observe bien le caractère nettement moins contraignant du scénario 550 ppm. Ces deux scénarios sont les plus conformes aux engagements politiques retenus aux niveaux français et européen.

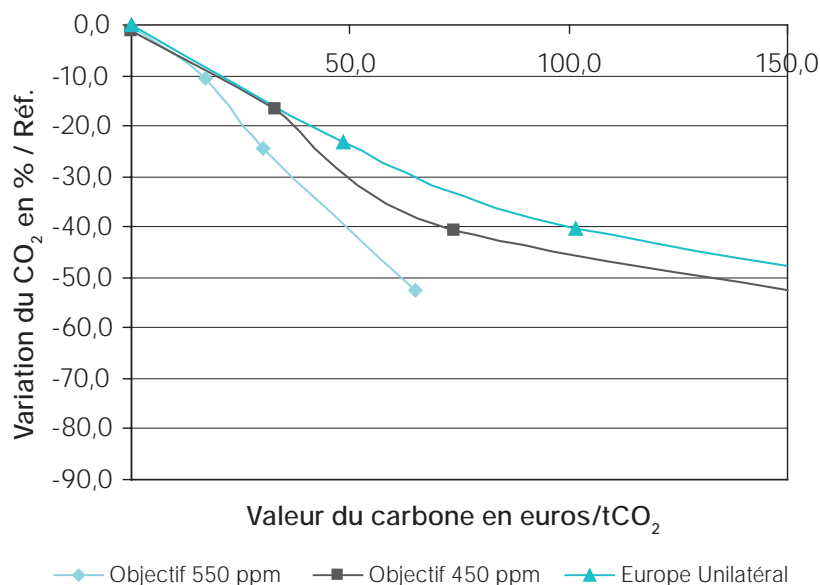
L'analyse des résultats d'un point de vue énergétique se fera donc dans la suite à partir du scénario 3, correspondant à un niveau de concentration de 450 ppm de GES pour le monde.

**Graphique n° 6a : Moyenne des résultats des modèles : variation des émissions de CO<sub>2</sub> en fonction de la valeur du carbone**



Source : CAS à partir des données des modèles

**Graphique n° 6b : Moyenne des résultats des modèles :  
variation des émissions de CO<sub>2</sub> en fonction de la valeur du carbone  
zoom en dessous de 150 €/tCO<sub>2</sub>**



Source : CAS à partir des données des modèles

## 7. Scénarios énergétiques : vers un monde sobre et le Facteur 2 en 2050 ; une description à partir du modèle POLES

### 7.1. Scénario de référence

Le scénario de référence constitue le point de référence et de comparaison pour l'évaluation des politiques climatiques. Il correspond à un mode sans contrainte carbone, à partir duquel il va être possible d'évaluer les transformations progressives du système énergétique et les coûts associés.

La projection de référence s'appuie sur une projection macroéconomique régionalisée fournie par le modèle IMACLIM-R. Celle-ci répond à un schéma de convergence conditionnelle des taux de croissance économique dans les différentes régions du monde.

Compte tenu des facteurs de production disponibles, de leur dynamique à l'horizon de projection et des conditions de rattrapage en termes de productivité des facteurs, le taux de croissance du PIB par tête est d'abord élevé lors de

l'émergence d'une région, avant de ralentir et de converger vers le niveau tendanciel de croissance de la productivité dans les pays d'industrialisation mature.

Le scénario de référence peut être caractérisé de la manière suivante :

- la population mondiale atteint 9 milliards d'habitants en 2050, conformément à la projection médiane des Nations unies. Le PIB mondial passe de 41 Mds\$ en 2000 à 195 Mds\$ en 2050. La croissance se ralentit et passe à moins de 3 % après 2030.

La consommation mondiale d'énergie augmente plus lentement du fait des changements structurels de l'économie, des effets d'amélioration de l'efficacité énergétique et de l'augmentation des prix de l'énergie ; elle n'est multipliée que par un Facteur 2,3 d'ici à 2050.

Alors que dans l'approvisionnement mondial, le pétrole et le gaz se stabilisent après 2030, le retour du charbon compense les progrès nets des renouvelables et du nucléaire ; les émissions de CO<sub>2</sub> sont donc elles aussi multipliées par un Facteur 2,2. C'est dans le secteur électrique que la croissance des émissions est la plus forte. En 2050, ce secteur représente la moitié des émissions totales, contre un peu plus d'un tiers aujourd'hui.

Les hypothèses et le bilan énergétique pour l'Europe témoignent de la baisse attendue de la population et du ralentissement de la croissance, qui expliquent la quasi-stabilisation des consommations d'énergie à partir de 2030. Alors que l'électricité progresse plus rapidement, les progrès des renouvelables expliquent la stabilisation voire la légère baisse des émissions de CO<sub>2</sub> après 2040.

La dynamique énergétique de la projection de référence est la suivante :

- la consommation mondiale augmente régulièrement mais sur un profil plus linéaire qu'exponentiel ;
- la stabilisation du pétrole et du gaz rend nécessaire le grand retour du charbon ;
- les renouvelables augmentent de manière continue, alors que le nucléaire ne redémarre qu'après 2030 ;
- la production mondiale d'hydrocarbures se stabilise en fin de période, grâce à une forte contribution des pétroles non conventionnels ; mais le pic pétrolier survient vers 2030 et le déclin de la production est encore plus rapide dans les zones hors du Moyen-Orient<sup>1</sup> ;
- dans ce contexte, le prix du pétrole, en tendance longue et compte tenu des effets de volatilité, augmente vers 100 \$/b de manière structurelle en 2050. Il est suivi par la hausse du gaz et du charbon mais l'écart en valeur absolue se creuse en faveur de cette énergie.

## 7.2. Scénario 450 ppm

Dans ce scénario, la contrainte globale est très forte puisqu'on se situe dans le cadre d'un Facteur 2 mondial en 2050.

1 – Le profil de production est compatible avec une courbe qui fait apparaître une croissance du pétrole récupérable du fait du progrès technologique, un ralentissement des nouvelles découvertes et une diminution très progressive des réserves totales.

On constate que la demande mondiale, partant de 10 Gtep en 2005, commence à décroître en 2030 et atteint 13 Gtep en 2050, contre 23 Gtep dans le scénario de référence. La réduction de la consommation d'énergie apparaît donc comme la principale option pour la baisse des émissions de gaz à effet de serre énergétiques.

La contribution des énergies non carbonées, nucléaire ou renouvelables, évolue peu en volume lorsque la pression augmente pour la réduction des émissions; en effet, on peut considérer qu'elles saturent pratiquement déjà leur potentiel dans le scénario de référence. En revanche, la part de ces énergies augmente considérablement dans un approvisionnement de niveau plus faible en raison de la réduction des consommations : elle passe de 25 % dans le scénario de référence à 55 % dans le scénario S3, mais au prix d'une très forte pression de la valeur carbone.

Enfin, la consommation des énergies fossiles est considérablement réduite dans le scénario S3 après 2030, en particulier pour le pétrole et le gaz naturel, alors que le charbon (dont une part est séquestrée) connaît une réduction relativement moins importante.

En Europe, dans le scénario S3, la consommation totale d'énergie plafonne en 2020 à près de 2 Gtep; elle est ramenée à 1,3 Gtep en 2050. La consommation d'électricité qui progresse de 4 000 à 5 600 TWh dans la projection de référence est limitée à 4 100 TWh dans le scénario S3. La part des énergies sans carbone, renouvelables et nucléaire, atteint plus de la moitié de la consommation primaire et plus de la moitié de la production d'électricité.

## 8. Quelle est la contribution spécifique de la valeur du carbone dans les évolutions du système énergétique ?

### 8.1. Analyse énergétique : l'évolution du système est marquée par une forte décroissance du charbon à moyen terme puis une baisse importante de la consommation à long terme

L'analyse détaillée est menée à partir des résultats du modèle POLES. Nous examinons comment se transforme le système énergétique mondial et européen sous l'effet d'une taxe carbone unique dont la valeur doit progressivement conduire à atteindre l'objectif de réduction des émissions cohérent avec une concentration de 450 ppm.

Les résultats en termes de consommation et d'émissions sont donnés par écart entre les valeurs du scénario S3 et les valeurs du scénario de référence, afin de s'affranchir autant que possible du niveau absolu de la référence. Les graphiques pour l'Europe des 27 sont présentés dans l'annexe 3.

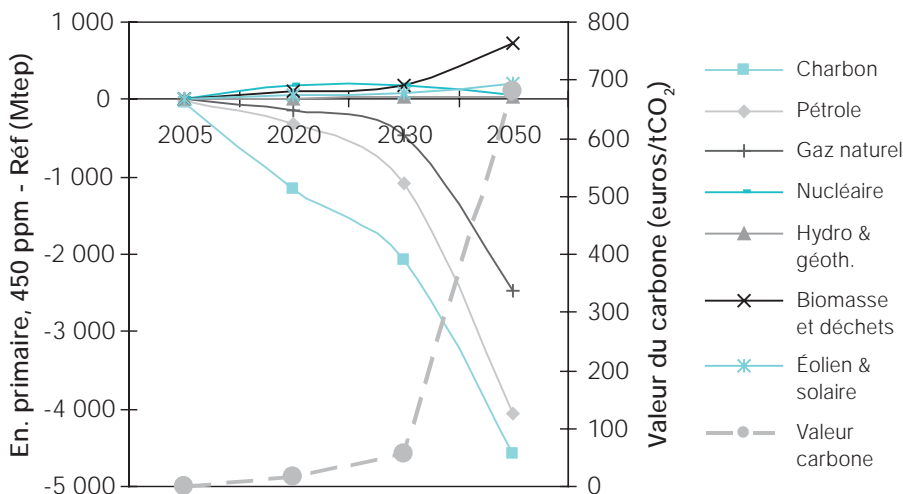


Deux périodes significatives apparaissent : avant 2030, où la valeur du CO<sub>2</sub> est inférieure à 60 €, et au-delà, où la valeur évolue rapidement pour atteindre près de 700 €/tCO<sub>2</sub>.

- Le charbon est la principale source d'énergie affectée par la valeur carbone, en particulier en Europe (graphiques n° 7 et n° 16) et dans la production d'électricité (graphiques n° 8 et n° 17). Pour des valeurs inférieures à 60 €/tCO<sub>2</sub>, près de 50 % du charbon disparaît de l'énergie primaire avant 2030. En Europe, cette part atteint 70 % et pour la production d'électricité 50 %.
- On observe très peu d'évolution (en variation relative, graphique n° 18) dans le nucléaire et les sources d'énergies renouvelables (sauf solaire et hydrogène) même pour des valeurs élevées du carbone.
- En valeurs absolues, la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> provient essentiellement d'une part de la production d'électricité avant 2030, que ce soit dans le monde (graphiques n° 9a et n° 9b) ou en Europe (graphiques n° 21 et n° 22), et d'autre part de la capture et stockage du charbon (CCS) dont 50 % sont réalisés dès 2030; en absolu, la part Monde du CCS apparaît considérable dès cet horizon. En relatif, les différents secteurs participent de façon plus homogène avec toutefois un retard et une moindre amplitude pour les secteurs résidentiel/tertiaire et transport (graphiques n° 9c et n° 23). En 2030, l'effort de ces derniers n'est que de - 15 % contre - 40 % et - 60 % pour l'industrie et l'énergie.
- Les consommations finales baissent de 15 % à 25 % par rapport à la référence pour des valeurs du carbone inférieures à 60 € d'ici à 2030 (graphiques n° 10a et n° 10b).

Énergie primaire

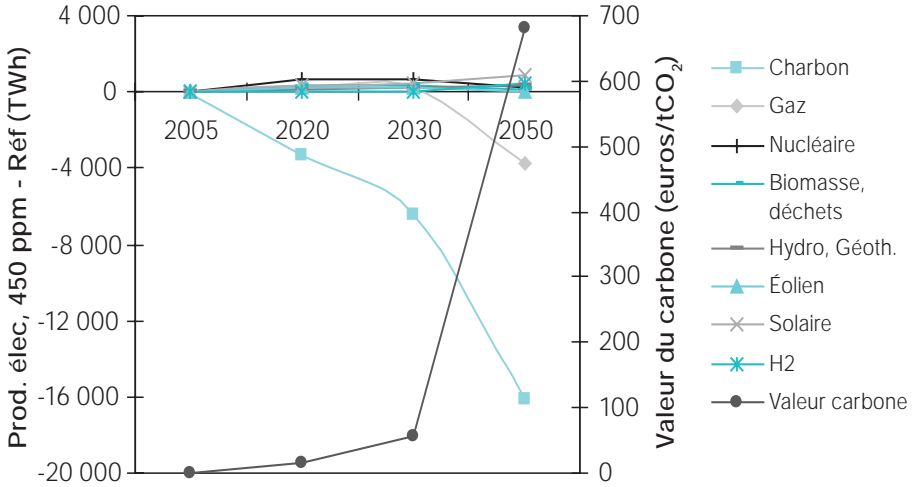
Graphique n° 7 : Variation à l'échelle mondiale des énergies primaires



Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

## Production d'électricité

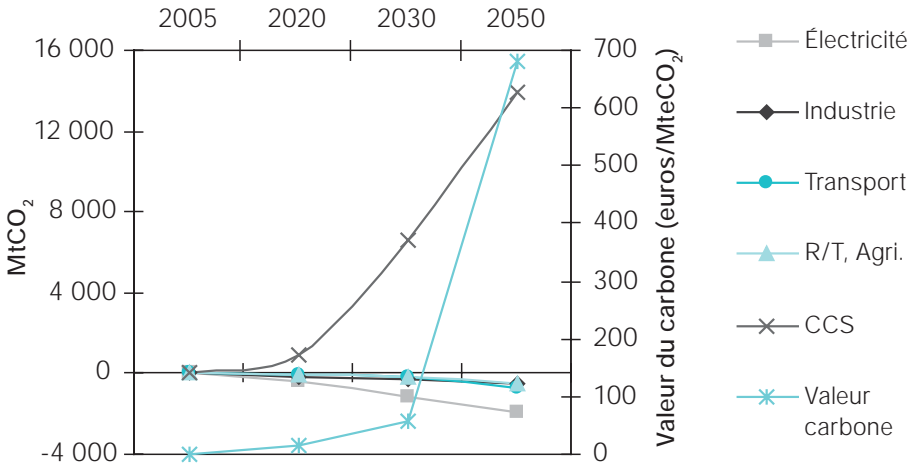
**Graphique n° 8 : Variation à l'échelle mondiale des sources de production d'électricité**



Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

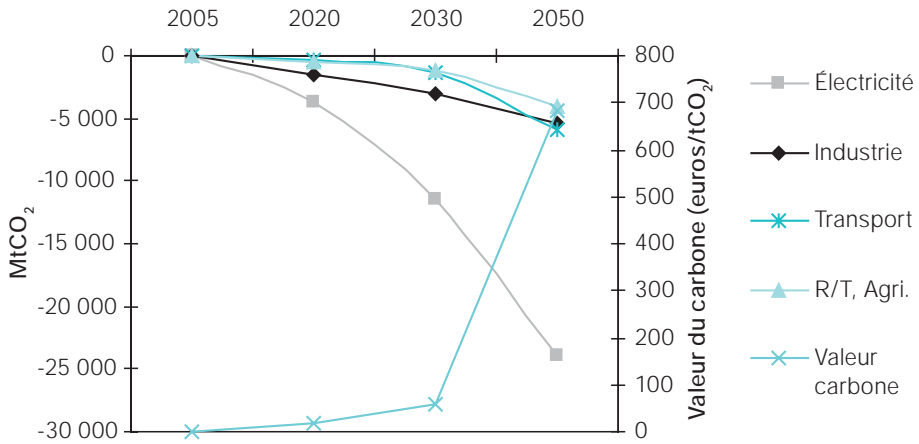
## Émissions de CO<sub>2</sub> par secteur

**Graphique n° 9a : Variation des émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle mondiale**



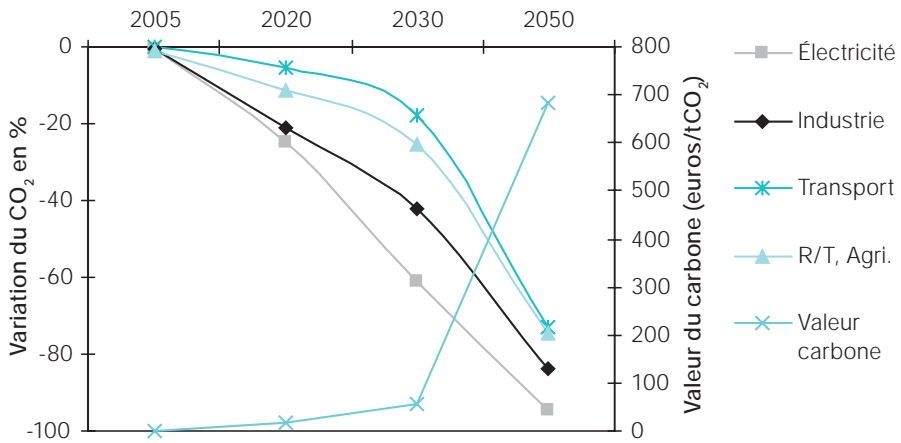
Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

**Graphique n° 9b : Variation des émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle mondiale hors CCS**



Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

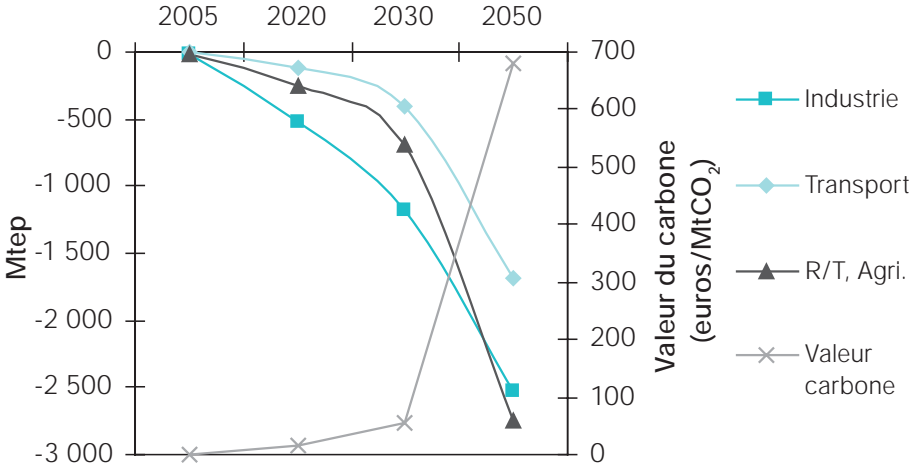
**Graphique n° 9c : Variation relative des émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle mondiale hors CCS**



Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

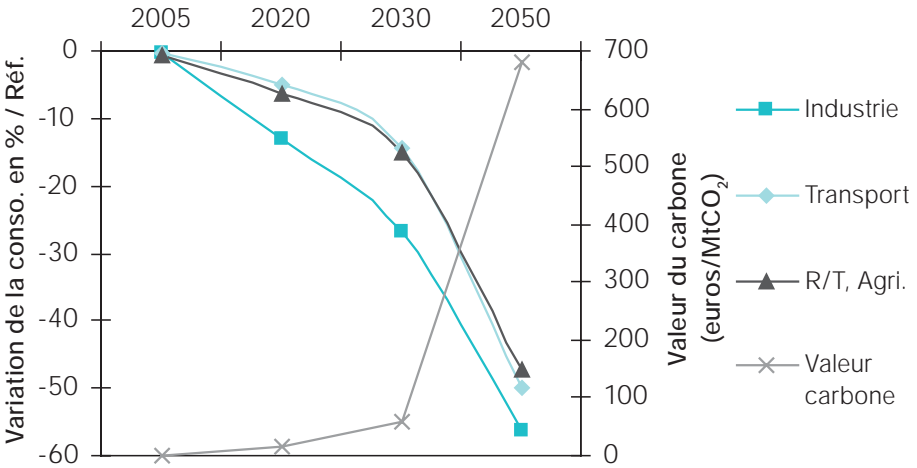
Consommation par secteur

Graphique n° 10a : Variation des consommations finales dans le monde



Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

Graphique n° 10b : Variation des consommations finales dans le monde



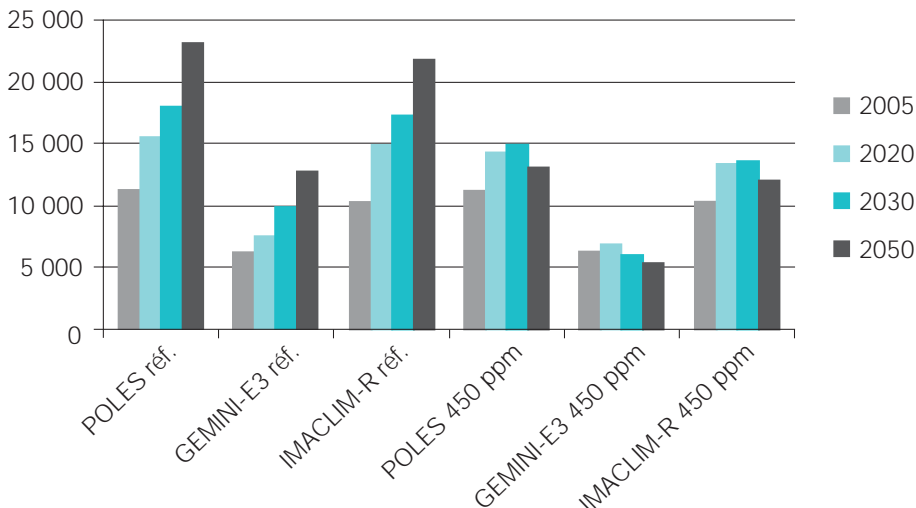
Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

## 8.2. Les modèles montrent des évolutions du système énergétique similaires et deux périodes assez différentes avant et après 2030

*Des consommations mondiales en baisse modérée en 2020 par rapport au tendanciel vers un Facteur 2 en 2050*

Entre la référence et le scénario 450 ppm, la consommation mondiale, bien qu'en augmentation de 11 Gtep en 2005 à 13 Gtep environ (+ 15 %) en 2050, diminue fortement par rapport au tendanciel (- 40 %). En Europe, la consommation finale baisse d'environ 5 % (8 % dans le monde) en 2020 par rapport à la référence et de 17 % en 2050 (50 % dans le monde).

**Graphique n° 11 : Consommations mondiales primaires (POLES et IMACLIM-R) et finales (GEMINI-E3)**



Source : CAS à partir des données des modèles

**Tableau n° 8 : Variation des consommations du scénario 450 ppm par rapport à la référence en pourcentage**

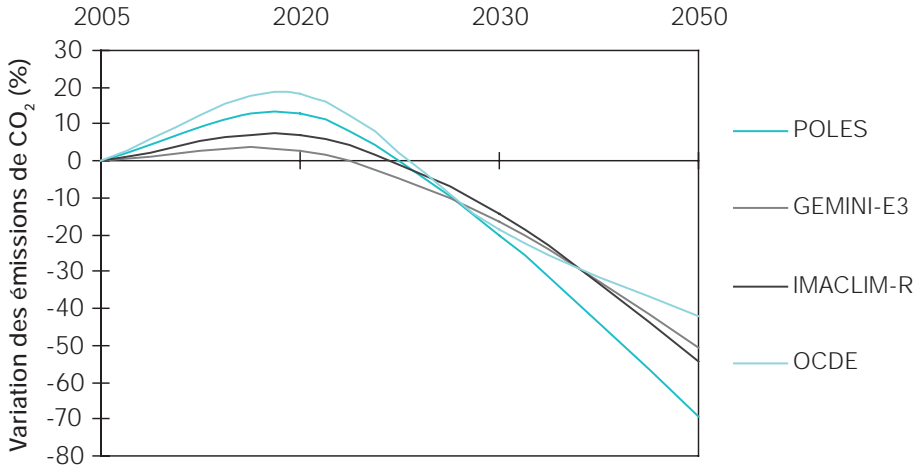
	2005	2020	2030	2050
POLES (primaire)	0	- 8	- 17	- 44
GEMINI-E3 (finale)	0	- 8	- 40	- 58
IMACLIM-R (primaire)	0	- 10	- 21	- 45

Source : CAS à partir des données des modèles

## Les émissions de CO<sub>2</sub> : un Facteur 2 en 2050

Les émissions de CO<sub>2</sub> du scénario 450 ppm baissent dans le monde de 50 % à 70 % en 2050 et de 15 % à 20 % en 2030.

Graphique n° 12 : Émissions mondiales de CO<sub>2</sub>



Source : CAS à partir des données des modèles

Tableau n° 9a : Variation des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> dans le scénario 450 ppm

% / 2005	2005	2020	2030	2050
POLES	0	12,7	-20,3	-69,2
GEMINI- E3	0	-3,6	-16,3	-56,9
IMACLIM- R	0	7,0	-14,5	-54,3
OCDE	0	18,5	-18,8	-42,3

Source : CAS à partir des données des modèles

Tableau n° 9b : Variation des émissions de CO<sub>2</sub> du scénario 450 ppm Monde par rapport à la référence

%	2005	2020	2030	2050
POLES	0	-18,2	-42,9	-85,1
GEMINI- E3	0	-22,9	-43,4	-78,9
IMACLIM- R	-0,4	-27,8	-47,4	-80,5
OCDE 2008	0	-5,9	-27,8	-62,5

Source : CAS à partir des données des modèles

Les émissions de CO<sub>2</sub> : l'objectif de réduction de l'UE en 2020 (baisse de 20 %) est tout juste atteint

*Baisse par rapport à 2005*

Dans le scénario 1 (Europe isolée), avec les valeurs du carbone retenues, les modèles conduisent à une réduction entre 10 % et 14 % des émissions de CO<sub>2</sub> ou de GES.

**Tableau n° 10 : Variation des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à 2005, en Europe**

Scénario 1 Émissions de CO <sub>2</sub> UE-27 (% / 2005)	2005	2020	2030	2050
POLES (CO <sub>2</sub> )	0	- 9,8	- 31,7	- 58,5
GEMINI- E3 (CO <sub>2</sub> )	0	- 12,8	- 23,1	- 53,8
IMACLIM- R (CO <sub>2</sub> )	0	- 14,0	- 28,0	- 58,0
POLES (GES)	0	- 10,6	- 34,0	- 57,4
GEMINI- E3 (GES)	0	- 12,5	- 37,5	- 54,2

Source : CAS à partir des données des modèles

Dans le scénario 3 (450 ppm), les modèles conduisent à des réductions plus faibles.

**Tableau n° 11 : Variation des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à 2005, en Europe**

Scénario 3 Émissions de CO <sub>2</sub> UE-27 (% / 2005)	2005	2020	2030	2050
POLES	0	0,0	- 24,4	- 75,6
GEMINI-E3	0	- 7,7	- 23,1	- 59,0
IMACLIM-R	0	- 6,0	- 24,0	- 64,0

Source : CAS à partir des données des modèles

*Baisse par rapport à 1990*

Les trois modèles ont permis de calculer la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> en 2020 par rapport à 2005 dans l'UE-25 (tableaux n° 10 et n° 11). Les dernières données officielles de 2007 indiquent pour l'UE-25 une baisse des émissions entre 1990 et 2005 de - 7,9 % (pour l'UE-15, elle est de - 2 % ; l'amélioration provient des nouveaux États membres), qu'il faut rajouter aux résultats précédents correspondant à la période 2005-2020.

Dans le scénario 1, les performances sont donc les suivantes en fonction de la valeur du carbone :

- l'atténuation 1990-2020 est dans une fourchette de - 18 % à - 22 % pour une moyenne de 48,7 €/tCO<sub>2</sub> ;

- l'atténuation 1990-2030 est dans une fourchette de - 31 % à - 36 % pour une moyenne de 86 €/tCO<sub>2</sub>.

En conclusion, l'objectif de - 20 % en 2020/1990 est bien respecté par les modèles avec les données du scénario 1 et environ 50 €/tCO<sub>2</sub>. En 2030, la valeur de 100 €/tCO<sub>2</sub> se justifie dans le prolongement de l'effort vers le Facteur 4 et les scénarios 1 et 3 commencent de converger.

#### *Période 2005-2030*

Elle est dominée par les progrès importants dans la production d'électricité et plus faibles dans les autres secteurs d'activité. Le rythme de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> est deux fois plus important dans la production d'électricité, résultant d'une baisse de l'utilisation du charbon. Cette baisse significative est directement attribuable à l'introduction de la contrainte carbone pour des valeurs assez faibles (< 20 €/tCO<sub>2</sub>) du carbone dans les modèles POLES et GEMINI. La réduction est plus forte, du double, dans le modèle IMACLIM-R mais au prix d'une valeur du carbone de près de 100 €/tCO<sub>2</sub>.

Les consommations primaires et finales augmentent dans cette période au rythme d'environ 0,7 % par an. Par rapport au tendanciel, on observe une baisse des consommations finales mais qui reste modeste, de l'ordre de 5 % à 10 % selon les secteurs pour les modèles POLES et GEMINI. La valeur beaucoup plus forte de la contrainte carbone pour IMACLIM-R (rapport 7 à 4 entre 2020 et 2030) conduit à doubler la réduction des consommations finales dans tous les secteurs.

#### *Période 2030-2050*

À l'horizon 2050, la production d'électricité (tableau n° 12) se trouve quasi totalement décarbonée, à 95 %. Les autres secteurs atteignent une performance de 50 % à 80 %. Le recours « massif » au gaz (IMACLIM-R) ou au charbon associé à la capture et séquestration (POLES) est variable selon les modèles à partir de 2020-2030.

Les modèles se caractérisent par une forte baisse des consommations (tableaux n° 13a, b et c), ce qui traduit un effort soutenu d'économies d'énergie et d'amélioration de l'efficacité énergétique.

Alors que dans les scénarios de référence, les consommations primaires augmentent durant cette période d'environ 1,3 % par an (0,8 % en final), dans les scénarios 450 ppm, elles diminuent d'environ 0,7 % par an (1,6 % en final), soit une amélioration à obtenir de l'ordre de 2,5 % par an. Ce chiffre correspond à un ordre de grandeur crédible (égal à l'indication de la loi d'orientation française de politique énergétique ou loi POPE du 13 juillet 2005) mais qui correspond à des politiques énergétiques très volontaristes s'il doit être maintenu sur une telle durée.

On note dans cette période l'effort accru de tous les secteurs de consommation finale dans la réduction des consommations et la baisse des émissions de CO<sub>2</sub>.



**Tableau n° 12 : Production d'électricité, Monde**  
Variation entre le scénario 450 ppm et le scénario de référence

	POLES	IMACLIM-R	GEMINI-E3
en 2020			
Valeur du carbone €/tCO <sub>2</sub>	16	92	13
Émissions de CO <sub>2</sub>	- 25 %	- 33 %	- 30 %
Charbon	- 24 %	- 55 %	- 21 %
Gaz	- 3 %	+ 67 %	- 9 %
en 2050			
Émissions de CO <sub>2</sub>	- 94 %	- 97 %	- 86 %
Charbon	- 62 %	- 76 %	- 29 %
Gaz	- 42 %	650 %	- 63 %

Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

**Tableau n° 13a : Industrie, Monde**  
Variation entre le scénario 450 ppm et le scénario de référence

	POLES	IMACLIM-R	GEMINI-E3
en 2020			
Valeur du carbone €/tCO <sub>2</sub>	16	92	13
Émissions de CO <sub>2</sub>	- 21 %	- 32 %	- 34,7 %
Consommation	- 13 %	- 22 %	- 12 %
en 2050			
Émissions de CO <sub>2</sub>	- 84 %	- 72 %	- 82,2 %
Consommation	- 56 %	- 51 %	- 51,4 %

Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

**Tableau n° 13b : Transport, Monde**  
Variation entre le scénario 450 ppm et le scénario de référence

	POLES	IMACLIM-R	GEMINI-E3
en 2020			
Valeur du carbone €/tCO <sub>2</sub>	16	92	13
Émissions de CO <sub>2</sub>	- 6 %	- 16 %	- 10 %
Consommation	- 5 %	- 16 %	- 9 %
en 2050			
Émissions de CO <sub>2</sub>	- 73 %	- 45 %	- 63 %
Consommation	- 50 %	- 49 %	- 61 %

Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

**Tableau n° 13c : Résidentiel/tertiaire et Agriculture, Monde**  
Variation entre le scénario 450 ppm et le scénario de référence

	POLES	IMACLIM-R	GEMINI-E3
en 2020			
Valeur du carbone €/tCO <sub>2</sub>	16	92	13
Émissions de CO <sub>2</sub>	- 11 %	- 14 %	- 8 %
Consommation	- 6 %	- 12 %	- 18 %
en 2050			
Émissions de CO <sub>2</sub>	- 75 %	- 66 %	- 77 %
Consommation	- 47 %	- 43 %	- 62 %

Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

## 9. Bilan des résultats de simulation

### 9.1. La valeur du carbone est fortement influencée par le niveau objectif de concentration de GES

Les valeurs sont très différentes entre, d'une part, le scénario 550 ppm et, d'autre part, les scénarios 450 ppm et Europe isolée qui traduisent plus exactement les futurs objectifs européens et mondiaux.

### 9.2. En 2020, le respect des objectifs européens de réduction des émissions de GES de 20 % situe la valeur du carbone à la moyenne de 50 €/tCO<sub>2</sub>

À titre de comparaison, l'étude d'impact de la Commission européenne relative aux objectifs à 2020 indique une valeur du carbone de 49 €/tCO<sub>2</sub> pour atteindre 20 % de réduction des GES. Si conjointement des politiques actives de développement des énergies renouvelables (part de 20 % de la consommation finale) sont mises en place, la valeur est de 39 €/tCO<sub>2</sub>.

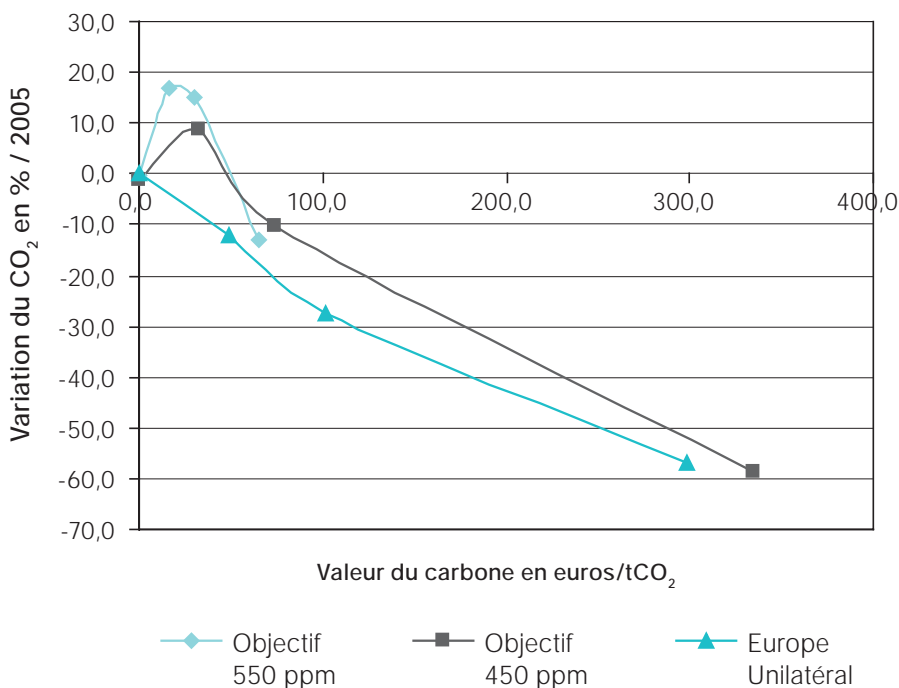
### 9.3. À 2030, la valeur de 100 €/tCO<sub>2</sub> conduit pour le scénario Europe isolée à une baisse des émissions de CO<sub>2</sub> de 30 %, en ligne avec l'objectif Facteur 4 en 2050

Les modèles apportent une courbe moyenne de coût marginal de réduction. Cette courbe permet d'évaluer la valeur du carbone correspondant à la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> selon le scénario de profil de retenu (graphique n° 13).

À l'horizon 2030, on observe que :

- le scénario Europe isolée donne une valeur de 100 €/tCO<sub>2</sub>, pour une réduction des émissions dans l'UE-27 de presque 30 % par rapport à 2005. Cette baisse est cohérente avec un objectif Facteur 4 pour l'Europe en 2050 ; cette valeur apparaît en effet comme un minimum pour aller vers le Facteur 4 en 2050 qui nécessiterait une baisse des émissions de 75 %, ce qui est tout juste obtenu au point 2050 de la courbe (graphique n° 13) ;
- le scénario 450 ppm donne en 2030 une valeur de 80 €/tCO<sub>2</sub>, pour une réduction mondiale des émissions de 10 % par rapport à 2005. Ce scénario pour le Monde n'apparaît pas comme un repère suffisant avant 2030 pour respecter les objectifs européens qui devraient se situer entre 20 % et 30 % de réduction des GES. En revanche, en 2050, la réduction des émissions mondiales atteint 60 % pour une valeur moyenne de 300 €/tCO<sub>2</sub> ; la valeur est d'ailleurs comparable avec le scénario Europe isolée.

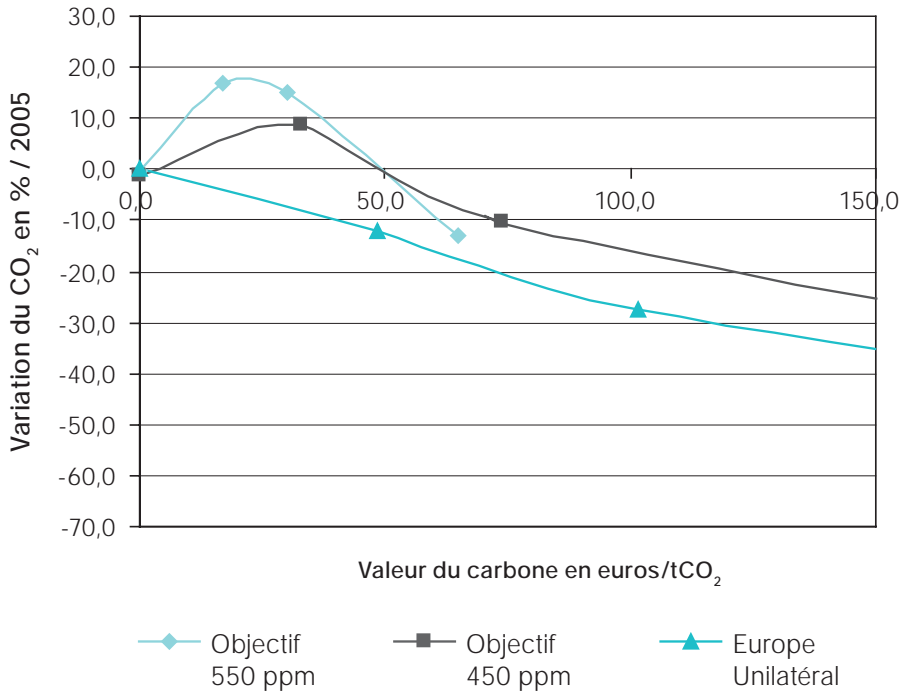
**Graphique n° 13a : Moyenne des résultats des modèles :  
variation des émissions de CO<sub>2</sub> en fonction de la valeur du carbone**  
(Points successifs : 2005, 2020, 2030 et 2050)



Source : CAS à partir des données des modèles

**Graphique n° 13b : Moyenne des résultats des modèles :  
variation des émissions de CO<sub>2</sub> en fonction de la valeur du carbone  
(zoom en dessous de 150 €/tCO<sub>2</sub>)**

(Points successifs : 2005, 2020, 2030 et 2050)



Source : CAS à partir des données des modèles

#### 9.4. La représentation des technologies dans le système énergétique conduit à distinguer deux périodes où les modèles se comportent différemment

Deux périodes assez différentes peuvent être distinguées avant et après 2030 : la première présente des valeurs modérées du carbone inférieures en moyenne à 50 €/tCO<sub>2</sub>, la seconde des valeurs élevées, en moyenne de plusieurs centaines d'euros par tonne de CO<sub>2</sub>.

Le contraste qu'apportent les modèles entre les deux périodes conduit à s'interroger sur la validité des modèles vis-à-vis du progrès technique. La représentation du progrès technique et les tendances qui paramètrent les équations durant la première période peuvent être considérées comme assez précises. En revanche, à long terme, l'incertitude sur l'émergence, la diffusion et le coût de sources d'énergies nouvelles doit être considérée dans l'analyse. C'est probablement pour cette raison qu'apparaissent des valeurs très élevées du carbone, en somme une forme de réponse du modèle à son incapacité à fournir le système énergétique avec de nouvelles techniques alternatives plus efficaces.

En conséquence, il serait utile que les modèles apportent davantage de précisions sur les hypothèses technologiques dans la deuxième période et que l'on puisse y relativiser la valeur du carbone.

### 9.5. À 2050, les représentations de l'anticipation par les acteurs des valeurs du carbone à 10-20 ans, et la simulation d'un progrès technologique endogène, conduisent à obtenir des valeurs plus crédibles du carbone, limitées à 200 €/tCO<sub>2</sub>

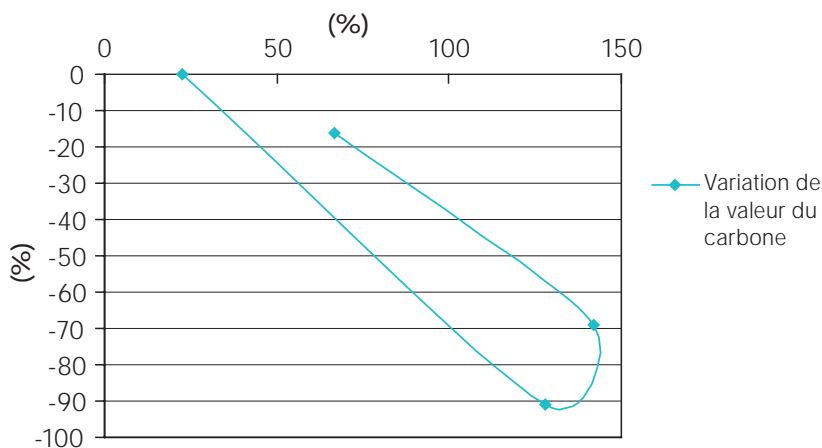
Le modèle IMACLIM-R montre que la prise en compte anticipée de la chronique carbone à moyen terme ( $t + 20$  ans) conduit à une réaction immédiate supérieure des acteurs. Le modèle se caractérise également par une prise en compte endogène du progrès technologique. Il en résulte une diminution significative des valeurs sur l'horizon 2030-2050, inférieures à 200 €/tCO<sub>2</sub>.

Avec un comportement myope, les autres modèles conduisent à des valeurs très élevées du carbone qui à cet horizon paraissent improbables. Ce phénomène ajouté à la mauvaise visibilité sur les progrès technologiques qui devraient prendre place à moyen et long terme se traduit par une amplification des valeurs dans ces modèles.

### 9.6. L'augmentation des prix de l'énergie ne se répercute pas intégralement sur la valeur du carbone

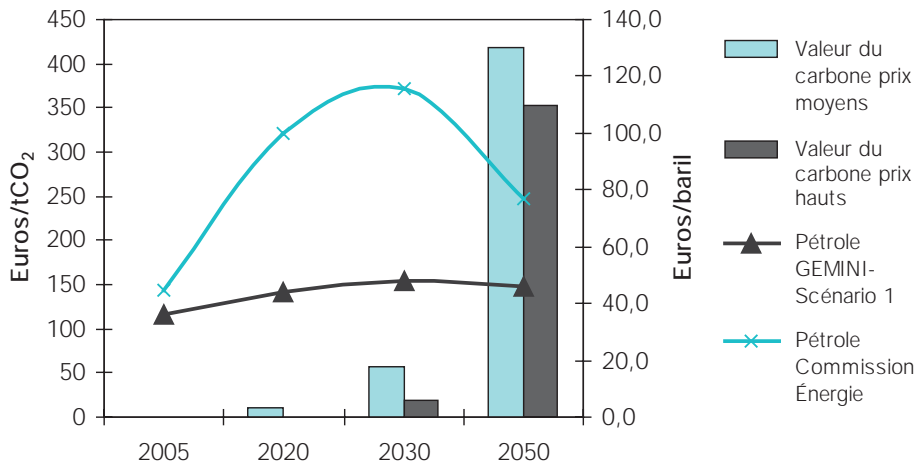
Les premières investigations menées par le modèle GEMINI-E3 à partir du scénario 1 (Europe isolée) ont montré que pour une augmentation du prix des énergies, la valeur du carbone diminue mais pas dans les mêmes proportions, comme l'indiquent les graphiques n° 14a et 14b.

**Graphique n° 14a : Variation de la valeur du carbone en fonction de la variation du prix du pétrole dans le scénario 1, Europe isolée**  
(Points successifs : 2005, 2020, 2030 et 2050)



Source : CAS à partir des données de GEMINI-E3

**Graphique n° 14b : Variation de la valeur du carbone en fonction de la variation du prix du pétrole dans le scénario 1, Europe isolée**  
(Points successifs : 2005, 2020, 2030 et 2050)

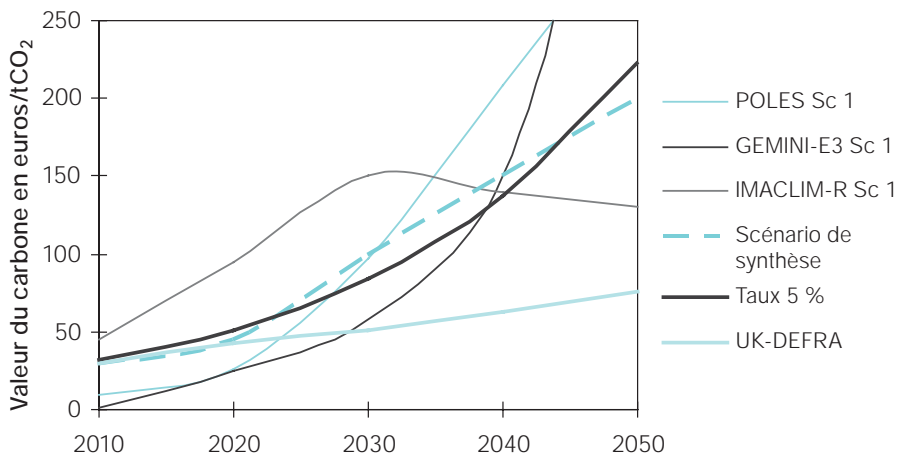


Source : CAS à partir des données de GEMINI-E3

## 9.7. Synthèse des points précédents

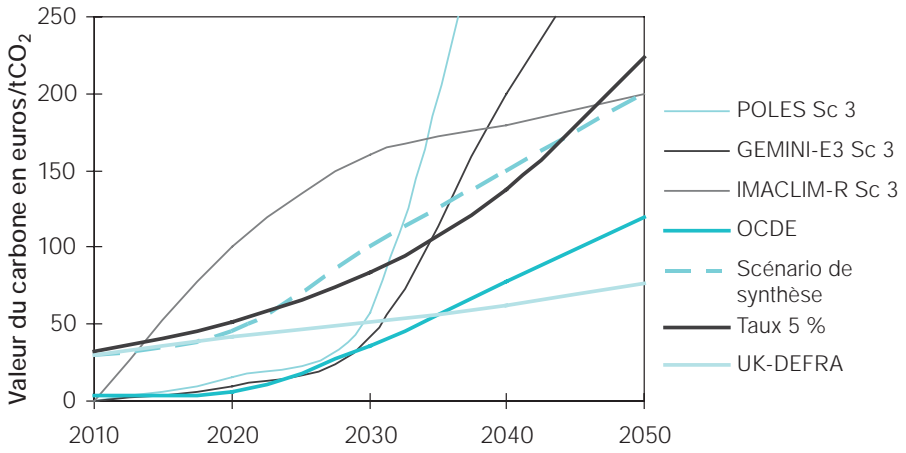
Les graphiques n° 15a et b comparent les résultats des modèles (scénarios 1 et 3, Europe isolée et 450 ppm) avec un scénario de synthèse déduit des points précédents. Pour fixer les idées, nous donnons également la courbe relative à la croissance de la valeur du carbone au taux de 5 % par an.

**Graphique n° 15a : Courbe de synthèse des enseignements des modèles (pointillé) – Scénario Europe isolée**



Source : CAS à partir des données des modèles et du DEFRA

**Graphique n° 15b : Courbe de synthèse des enseignements des modèles (pointillé) – Scénario 450 ppm**



Source : CAS à partir des données des modèles, de l'OCDE et du DEFRA

## Annexe 1

### Tableaux des émissions de CO<sub>2</sub>

Tableau n° 14 : Émissions de CO<sub>2</sub> dans le scénario de référence des modèles

(GtCO <sub>2</sub> )	2005	2020	2030	2050
AIE	26	36	40	48
AIE alternatif	26	32	34	36
POLES	26,7	36,8	42	49,8
GEMINI-E3	25,7	29,3	38	49,2
IMACLIM-R	27,1	40	47	58
OCDE 2008	27	34	36	40
GEMINI-E3 (prix haut des énergies)	25,5	25,9	31	38

Source : CAS à partir des données des modèles



**Tableau n° 15 : Émissions de CO<sub>2</sub> et valeur du carbone dans les différents scénarios de contrainte**

**Scénario 1 : Europe seule**

<i>Scénario 1</i> Émissions de CO <sub>2</sub> (GtCO <sub>2</sub> )	2005	2020	2030	2050
<b>Europe</b>				
<b>POLES</b>	4,1	3,7	2,8	1,7
<b>GEMINI-E3</b>	3,9	3,4	3	1,8
<b>IMACLIM-R</b>	5	4,3	3,6	2,1
<b>Monde</b>				
<b>POLES</b>	24,7	31,5	34,7	38,7
<b>IMACLIM-R</b>	27	37	42	46

**Scénario 2 : 550 ppm Monde**

<i>Scénario 2</i> Émissions de CO <sub>2</sub> (GtCO <sub>2</sub> )	2005	2020	2030	2050
<b>POLES</b> Émissions Monde	24,7	29,5	28,7	21,8
<b>GEMINI-E3</b> Émissions Monde	25,4	29,1	30,5	23,8
<b>IMACLIM-R</b> Émissions Europe	27	34	33	25,6
<b>OCDE</b> Émissions Monde	27	30	29	21

**Scénario 3 : 450 ppm Monde**

<i>Scénario 3</i> Émissions de CO <sub>2</sub> Monde (GtCO <sub>2</sub> )	2005	2020	2030	2050
<b>POLES</b>	26,7	30,1	24	7,4
<b>GEMINI-E3</b>	24,4	25,1	21,3	10,3
<b>IMACLIM-R</b>	27	28,9	24,7	11,3
<b>OCDE</b>	27	32	26	15
<b>AIE ACT - Map (scénario accelerated technology)</b>	26	nc	nc	26 (30 sans CCS)

Source : CAS à partir des données des modèles

## Annexe 2

# Prix des énergies

**Tableau n° 16 : Scénario haut**  
(commission Énergie du Centre d'analyse stratégique)

(\$ 2006)	Hypothèses par période		
	2008-2015	2015-2030	2030-2050
<b>Pétrole (\$)</b>			
AIE Sc. Réf.	62 – 57	57 – 62	(60)
Commission	70 – 100	100 – 150	150 – 100
<b>Gaz naturel (\$/Mbtu)</b>			
AIE Sc. Réf.	7 – 7,5	7,8 – 8	(10)
Commission	8	11	15
<b>Charbon (\$)</b>			
AIE Sc. Réf.	63 – 57	57 – 61	-60)
Commission	100	150	120

Source : Commission Énergie du Centre d'analyse stratégique

**Tableau n° 17 : Prix des énergies fossiles (\$ 2006)**  
Scénario de référence de l'AIE

	unit	2000	2006	2010	2015	2030
<b>Real termes (year-2006 prices)</b>						
IEA crude oil imports	barrel	32,49	61,72	59,03	57,30	62,00
Natural gas						
United States imports	MBtu	4,49	7,22	7,36	7,36	7,88
European imports	MBtu	3,27	7,31	6,60	6,63	7,33
Japanese LNG imports	MBtu	5,49	7,01	7,32	7,33	7,84
OCDE steam coal imports	Tonne	39,05	62,87	56,07	56,89	61,17
<b>Nominal terms</b>						
IEA crude oil imports	barrel	28,00	61,72	65,00	70,70	107,59
Natural gas						
United States imports	MBtu	3,87	7,22	8,11	9,08	13,67
European imports	MBtu	2,82	7,31	7,27	8,18	12,71
Japanese LNG imports	MBtu	4,73	7,01	8,06	9,05	13,61
OCDE steam coal imports	tonne	33,65	62,87	61,74	70,19	106,14

Note: Prices in the first two columns represent historical data.

Source : AIE, WEO 2007

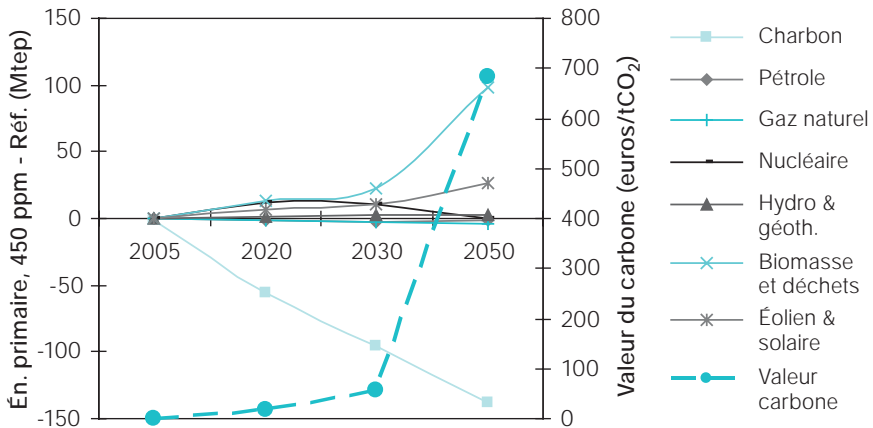
Gas prices are expressed on a gross calorific-value basis. All prices are for bulk supplies exclusive of tax. Nominal prices assume inflation of 2,3% per year from 2007.

## Annexe 3

# Résultats de POLES

### 1. Énergie primaire

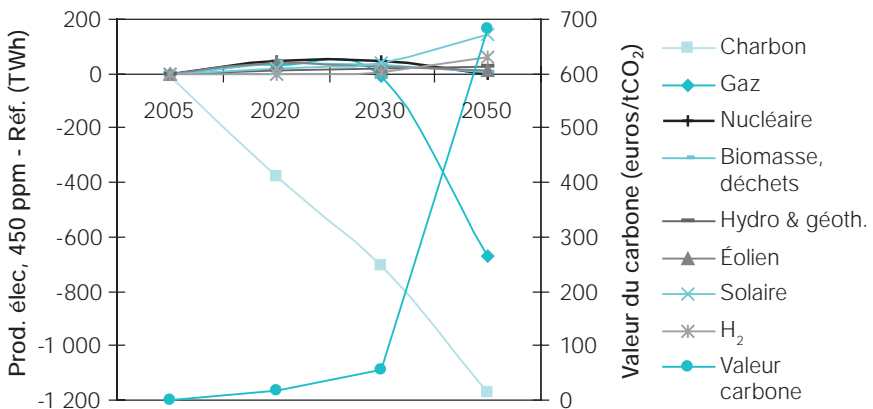
**Graphique n° 16 : Variation à l'échelle de l'UE-27 des énergies primaires et valeur carbone**



Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

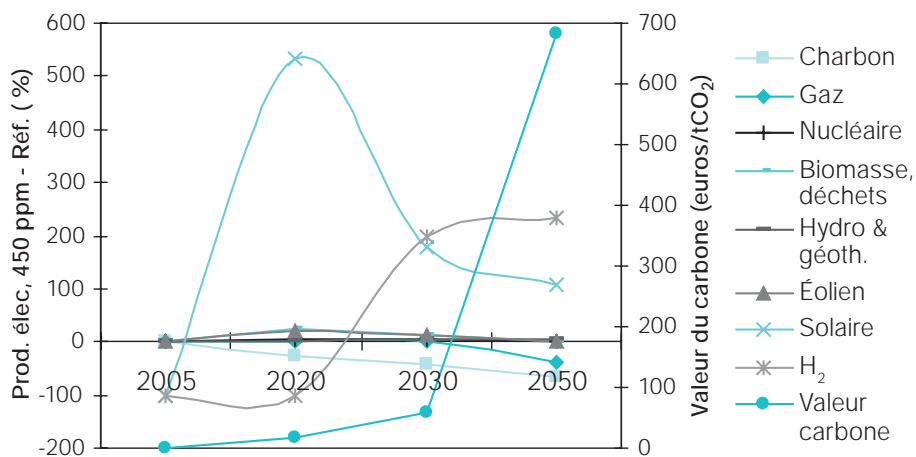
### 2. Production d'électricité

**Graphique n° 17 : Variation à l'échelle de l'UE-27 des sources de production d'électricité et valeur du carbone**



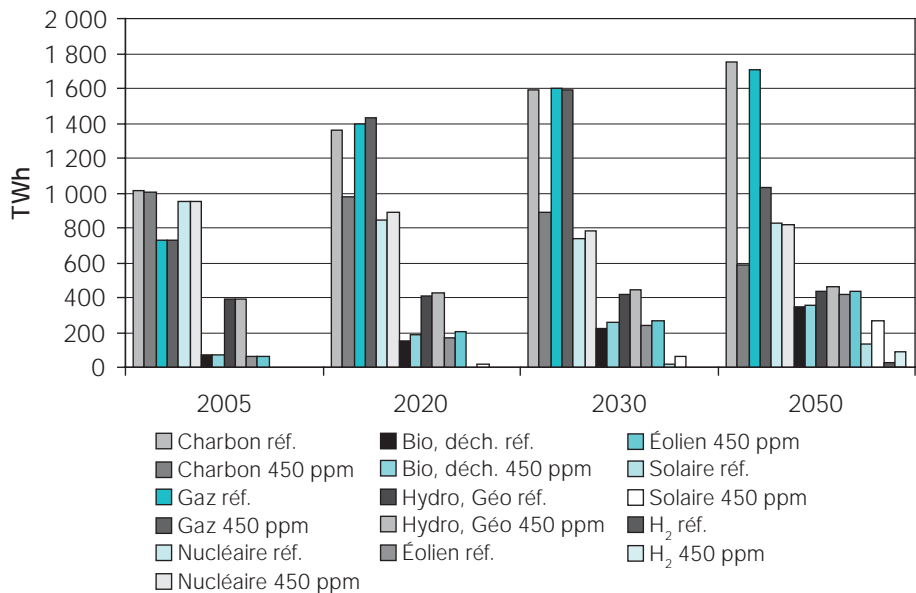
Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

**Graphique n° 18 : Variation relative à l'échelle de l'UE-27 des sources de production d'électricité**



Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

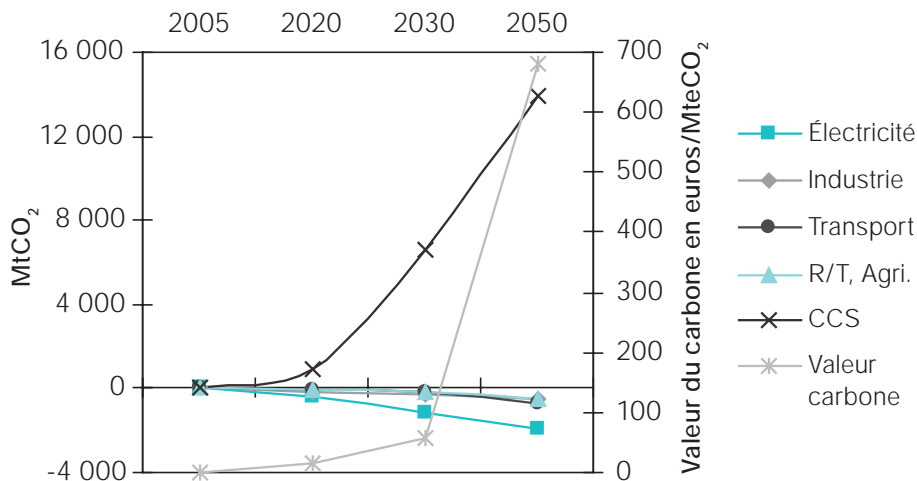
**Graphique n° 19 : Variation à l'échelle de l'UE-27 des sources de production d'électricité**



Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

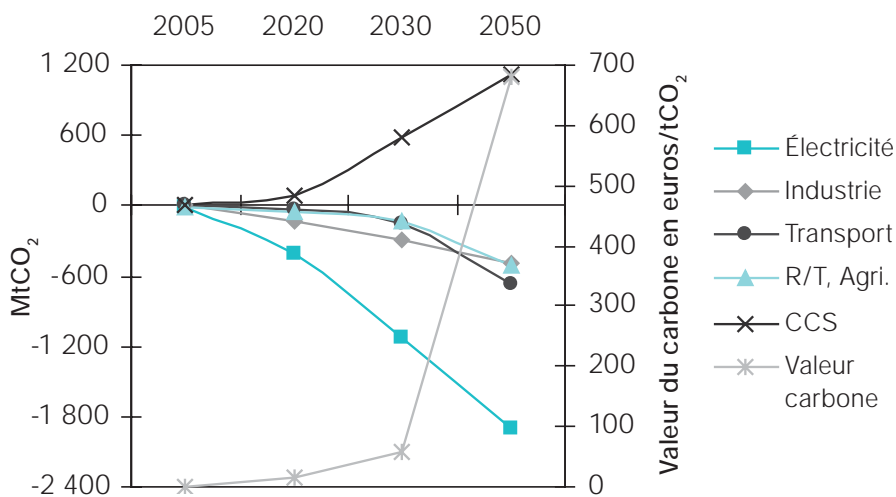
### 3. Émissions de CO<sub>2</sub> par secteur

Graphique n° 20 : Variation des émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle mondiale



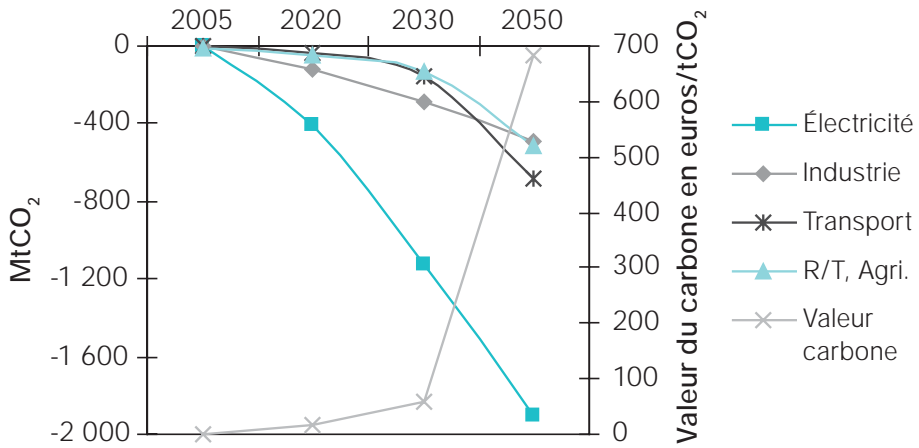
Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

Graphique n° 21 : Variation des émissions de CO<sub>2</sub> dans l'UE-27



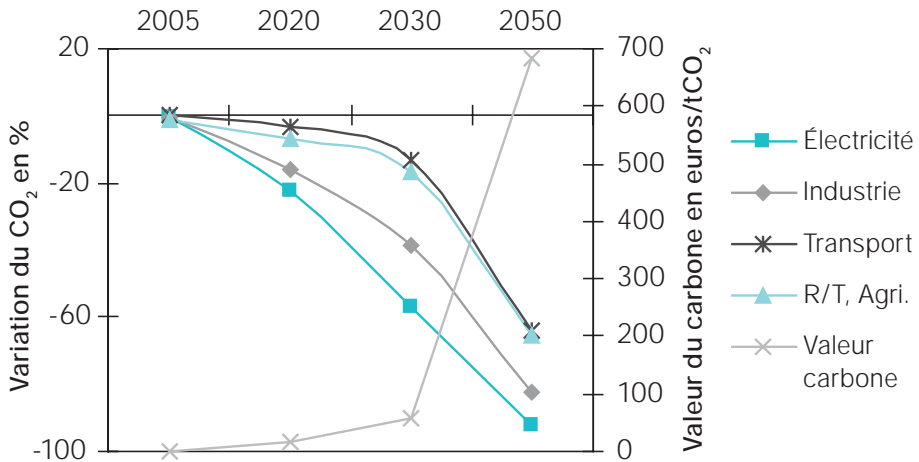
Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

**Graphique n° 22 : Variation des émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle de l'UE-27 hors CCS**



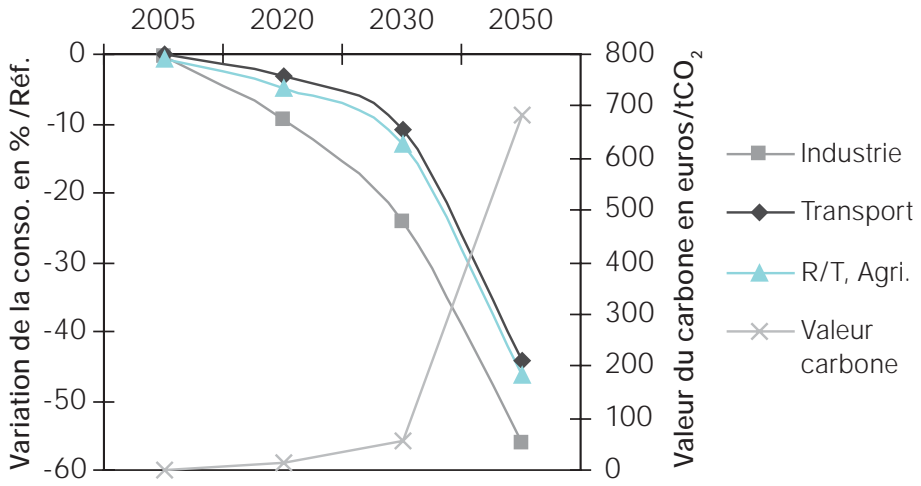
Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

**Graphique n° 23 : Variation des émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle de l'UE-27**



Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

Graphique n° 24 : Variation des consommations finales dans l'UE-27

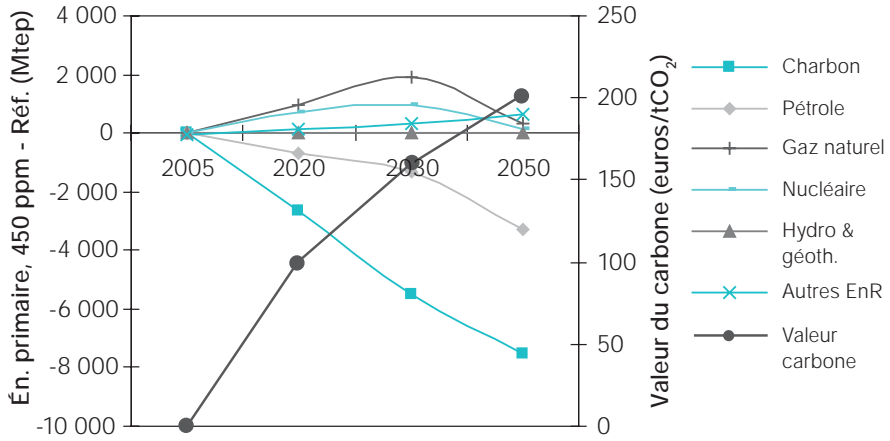


Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

## Annexe 4

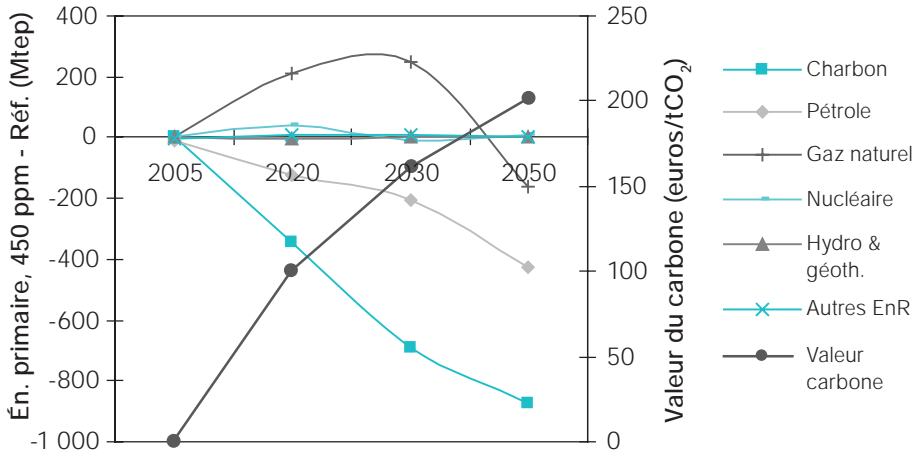
# Résultats de IMACLIM-R

Graphique n° 25 : Variation à l'échelle mondiale des énergies primaires



Source : CAS à partir des données de IMACLIM-R (CIRED)

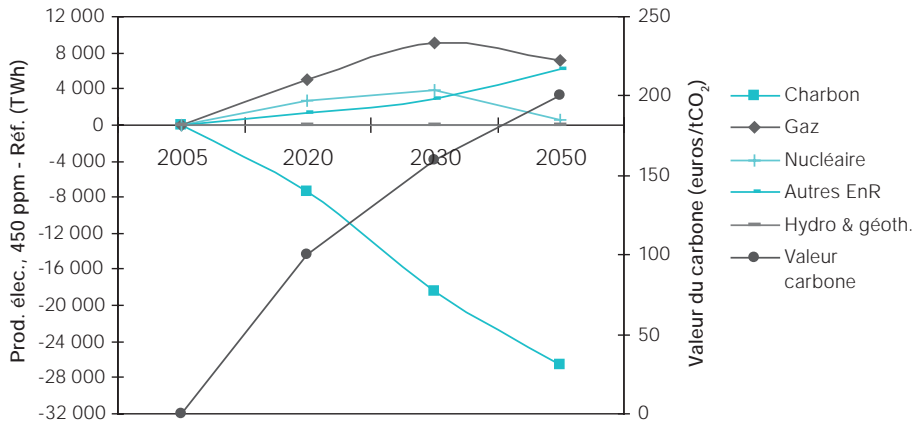
Graphique n° 26 : Variation à l'échelle de l'UE-27 des énergies primaires



Source : CAS à partir des données de IMACLIM-R (CIRED)

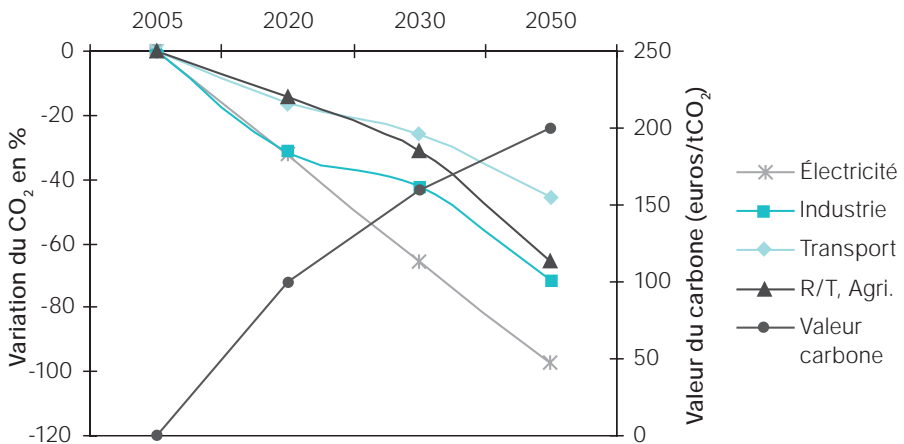


**Graphique n° 27 : Variation à l'échelle mondiale des sources de production d'électricité**



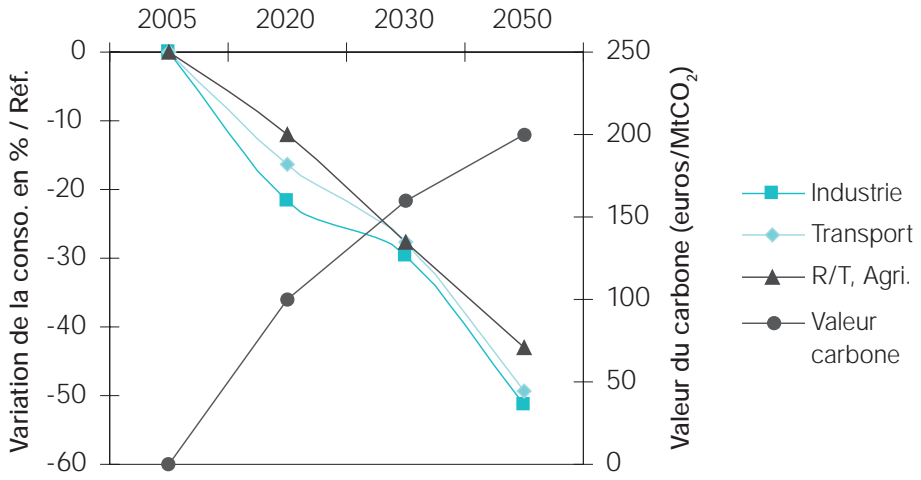
Source : CAS à partir des données de IMACLIM-R (CIRED)

**Graphique n° 28 : Variation relative des émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle mondiale (hors CCS)**



Source : CAS à partir des données de IMACLIM-R (CIRED)

Graphique n° 29 : Variation des consommations finales dans le monde



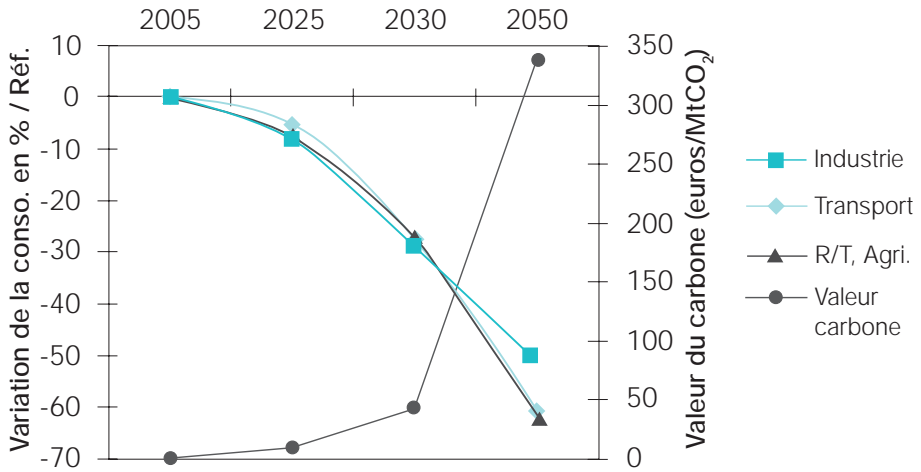
Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)



## Annexe 5

# Résultats de GEMINI-E3

Graphique n° 30 : Variation des consommations finales dans le monde



Source : CAS à partir des données de POLES (LEPII-ENERDATA)

## *Hotelling or not Hotelling ?*

### **Comment calibrer la valeur tutélaire de la tonne de gaz à effet de serre de 2010 à 2050 ?**

*Olivier Godard*<sup>1</sup>

*CNRS et École polytechnique*

Avril 2008

#### **Introduction**

Le changement climatique planétaire en cours, attribué aux actions humaines par les instances scientifiques internationales avec un niveau élevé de certitude, est la plus grande externalité jamais connue, pour reprendre une expression employée par Sir Nicholas Stern dans son rapport au gouvernement britannique sur l'économie du changement climatique<sup>2</sup>. Bien que les premières conjectures et hypothèses scientifiques concernant l'incidence climatique de l'émission de gaz carbonique aient été formulées au XIX<sup>e</sup> siècle, ce n'est qu'à la fin des années 1980 que le problème a commencé d'être considéré au niveau des institutions politiques internationales et nationales. C'est en 1989 que fut constitué sous l'égide de l'Organisation météorologique mondiale et du Programme des Nations unies pour l'environnement le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) afin de faire le point sur les connaissances scientifiques rassemblées dans la littérature académique publiée et d'apprécier les risques encourus. Faisant travailler plus de mille scientifiques de diverses provenances disciplinaires et géographiques dans un cadre organisé avec soin,

1 – Directeur de recherche au CNRS et professeur à l'École polytechnique. Courriel : olivier.godard@shs.polytechnique.fr. L'auteur remercie Jean-Michel Trochet et Stéphane Hallegatte pour leurs commentaires sur une version antérieure de l'article, dont le premier jet a été préparé comme contribution aux travaux de la commission sur la valeur du carbone, installée en janvier 2008 à la demande du gouvernement par le Centre d'analyse stratégique (président : Alain Quinet).

2 – Stern N. (dir.) (2006), *The Stern Review Report: the Economics of Climate Change*, 30 octobre, Londres, HM Treasury, 603 p.

cette instance a publié un premier rapport en 1990, un deuxième en 1995, un troisième en 2001 et le quatrième en 2007. Au fil des rapports, le diagnostic se confirmait, le message se faisait plus alarmant et les contraintes à prendre en charge par la communauté internationale se précisaient, pour autant que cette dernière veuille œuvrer réellement à l'objectif qu'elle s'était donné en 1992.

En effet, en 1992, fut adoptée dans le cadre des Nations unies une Convention-cadre sur les changements climatiques dont l'objectif proclamé était d'éviter une interférence dangereuse de l'activité humaine avec le climat de la planète. Pour aller de l'avant dans la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre (GES), des négociations sur un protocole juridiquement contraignant ont abouti en décembre 1997 à Kyoto. Ce dernier assignait aux pays d'industrialisation ancienne des objectifs quantifiés de réduction de leurs émissions déterminés en prenant comme référence les émissions de l'année 1990. Ce protocole n'organisait cependant l'action que pour une période limitée, 2008-2012. Il ne fallait donc y voir qu'un premier pas de l'action internationale.

S'appuyant sur les diagnostics scientifiques établis par le GIEC mais aussi par des organisations internationales comme l'Agence internationale de l'énergie et des experts nationaux, différents chefs d'État ou de gouvernement ont formulé des objectifs à plus long terme, dont des textes législatifs portent la trace. C'est ainsi qu'est apparue la référence au Facteur 4, voulant dire division par quatre d'ici à 2050 des émissions nettes de GES d'un pays au regard de celles de l'année 1990. En France, à la suite de prises de position du président de la République et du Premier ministre du moment, c'est la loi de programmation fixant les orientations de la politique énergétique du pays (loi POPE n° 2005-781 du 13 juillet 2005) qui pose que les émissions de gaz à effet de serre du pays doivent être réduites de 3 % par an; le même texte mentionne le caractère souhaitable d'une réduction d'un Facteur 4 ou 5 pour les pays d'industrialisation ancienne<sup>1</sup>. Un groupe de travail présidé par Christian de Boissieu<sup>2</sup> avait reçu pour mandat d'explorer les scénarios économiques et les conditions techniques, institutionnelles et sociales à réunir pour parvenir à un tel résultat. Son rapport rend bien compte de la logique présidant à la fixation de l'objectif du Facteur 4 pour la France. Il s'agit en effet de partir d'un objectif de concentration atmosphérique des GES jugé compatible avec l'objectif de sécurité climatique pour en déduire un niveau d'émissions admissible : « *Pour stabiliser à 450 ppm, il faut avoir réduit les émissions annuelles en 2050 à 4 Gt de carbone, soit, pour une population actuelle de 6,5 milliards d'habitants, 0,6 t de carbone par habitant et par an. La France, avec 61 millions d'habitants, aurait droit, pour une répartition proportionnelle au nombre d'habitants, à 38 Mt de carbone, c'est-à-dire une division par quatre par rapport à ses émissions actuelles (140 MtC)*<sup>3</sup> ».

1 – L'article 2 de la loi POPE indique : « La lutte contre le changement climatique est une priorité de la politique énergétique qui vise à diminuer de 3 % par an en moyenne les émissions de gaz à effet de serre de la France. En conséquence, l'État élabore un « plan climat », actualisé tous les deux ans, présentant l'ensemble des actions nationales mises en œuvre pour lutter contre le changement climatique. En outre, cette lutte devant être conduite par l'ensemble des États, la France soutient la définition d'un objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ce qui nécessite, compte tenu des différences de consommation entre pays, une division par quatre ou cinq de ces émissions pour les pays développés ».

2 – De Boissieu C. (président) (2006), rapport du Groupe de travail « Division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050 », Paris, MINEFI et MEDD, août.

3 – Rapport de Boissieu (2006), *op. cit.*, p. 5.

Faisable, en comptant sur les progrès technologiques et les changements de comportements individuels et collectifs (modes de vie, aménagement territorial), mais très difficile, tel fut en résumé le diagnostic posé par ce groupe dans son rapport remis en août 2006.

## 1. Le problème

En tenant pour acquise la cible du Facteur 4 pour la France et en postulant que cette cible ne sera pas atteinte en laissant l'évolution économique se produire au fil de l'eau mais appellera une politique publique active, la question est posée aux responsables politiques et économiques du pays : quelle trajectoire de réduction des émissions le gouvernement devrait-il se donner comme *roadmap* ou, de façon duale, quelle trajectoire d'un prix de référence de la tonne de GES émise devrait-il retenir ?

Le dommage climatique est une fonction des concentrations atmosphériques de GES. C'est donc le processus d'accumulation des GES qui est en jeu, et pas directement les flux d'émission. Cette propriété conduit spontanément à définir le problème dans les termes suivants : avec la cible du Facteur 4, la France dispose d'un stock admissible limité de droits d'émission de GES jusqu'en 2050 ; comment répartir au mieux l'utilisation de ce stock ? L'assimilation avec la gestion optimale d'un stock de ressources épuisables vient alors à l'esprit. Cela conduit à envisager d'appliquer un analogue de la règle de Hotelling (voir encadré 1) au problème de la fixation de la valeur du carbone. Il s'agirait de fixer à la fois un prix initial de référence (ou une fourchette de prix) et une règle d'accroissement de ce prix pour les émissions de GES. Cela pourrait être fait par exemple dans la loi-cadre sur l'environnement et le développement durable qui doit faire suite au processus de concertation dit du « Grenelle de l'environnement » et dans la loi de finances pour 2009. Le couple « prix initial-taux d'évolution » devrait servir tant pour évaluer des investissements publics que pour calibrer un signal-prix à introduire dans l'économie au moyen d'une taxe carbone ou de marchés de permis. D'après le principe source de Hotelling, le prix du carbone devrait croître à un taux égal à la productivité marginale de l'investissement ou, formulation équivalente, au taux d'intérêt se dégageant d'un marché financier parfait. En faisant l'hypothèse que ce taux se reflète correctement dans le taux d'actualisation recommandé en 2005 pour l'investissement public par la commission présidée par Daniel Lebègue<sup>1</sup>, c'est un taux de 4 % qui devrait être appliqué concrètement pour les trente prochaines années, les dix années suivantes jusqu'à 2050 bénéficiant d'un taux légèrement décroissant.

1 – Voir Baumstark L. (rapporteur) (2005), *Révision du taux d'actualisation des investissements publics*, rapport du groupe présidé par Daniel Lebègue. Paris, Commissariat général du Plan.

## Encadré 1 : La règle de Hotelling

Dans un article devenu classique, Harold Hotelling<sup>1</sup> s'est intéressé à la formation intertemporelle des prix de marché de ressources naturelles épuisables. Le raisonnement met en scène les stratégies de détenteurs de capitaux à la recherche de placements. Un investisseur peut soit acquérir des titres sur un marché boursier qui lui rapporteront le taux d'intérêt du marché, soit se porter acquéreur d'un gisement de ressources épuisables.

Avec la première option, son capital initial  $K_0$  se valorisera au bout d'une période au taux d'intérêt  $i$  :

$$K_0 \longrightarrow K_0 (1+i)$$

Avec la seconde option, la possession d'un gisement ne produisant en elle-même aucun revenu, seule la vente de la ressource, une fois cette dernière extraite, ou la revente du gisement peut procurer un gain.

Par hypothèse, à la date d'achat, on a :  $K_0 = r_0 q$ , avec  $q$ , la quantité de ressources *in situ*, par exemple des barils de pétrole, et  $r_0$  le prix d'achat unitaire de la ressource *in situ*.

Au temps  $t = t_p$ , ce que peut espérer au maximum l'investisseur, c'est soit revendre le gisement (la ressource *in situ*), soit vendre la totalité de la ressource sur le marché après l'avoir extraite, pour un prix unitaire  $p_t$ . La différence entre  $p_t$  et  $r_t$ , ce sont les coûts d'extraction, soit  $c_t$ .

La valeur de revente de la ressource extraite  $V_t = p_t q = (r_t + c_t) q$

Le profit maximum retiré de l'opération est alors :  $r_t q$

À l'équilibre, l'investisseur doit être indifférent entre les deux types de placements considérés.

Nous devons avoir :  $K_0 (1+i) = r_0 q (1+i) = r_t q$

En conséquence :  $r_t = r_0 (1+i)$

L'arbitrage entre la vente au temps  $t$  de la ressource extraite et la conservation de la ressource *in situ* pour une vente ultérieure se fait de telle façon que la rente unitaire augmente dans le temps au taux d'intérêt de l'économie. Ce résultat est obtenu en univers de prévision parfaite par l'investisseur, qui doit pouvoir anticiper la raréfaction de la ressource. Un processus à la Hotelling trouve ses limites dans la découverte de nouvelles ressources, l'existence de substitutions technologiques, voire d'une technique *backstop*, l'effondrement de la demande, ou encore dans des structures de marché éloignées de la concurrence parfaite.

L'analogie avec le problème d'une stratégie climatique pour la France vient du fait que le dommage climatique dépend du stock de GES accumulé dans l'atmosphère et que les politiques de contrôle de ce dommage passent par l'introduction de contraintes quantitatives sur les émissions cumulées qui contribuent significativement à ce stock. Cependant un raisonnement à la Hotelling suppose l'absence d'incidence de la trajectoire de maîtrise des émissions sur le niveau des dommages, seule important la quantité cumulée émise pendant une période donnée, ici 40 années. Notons que la cible du Facteur 4 peut s'accommoder de quantités cumulées assez différentes en 2050 et qu'il n'y a donc pas équivalence stricte entre les deux contextes, indépendamment de la question des incidences du choix d'une trajectoire sur les dommages climatiques.

1 – Hotelling H. (1931), « The Economics of Exhaustible Resources », *Journal of Political Economy*, 39(2), p. 137-175.

Est-ce vraiment la bonne manière de raisonner pour organiser la politique du climat à long terme? Cet article développe les implications de l'argument suivant : une fois fixé un cadre de raisonnement, il doit être gardé pour l'ensemble des choix stratégiques principaux, c'est-à-dire à la fois pour le choix d'une cible à l'horizon 2050, opéré conventionnellement, et pour celui d'une trajectoire de maîtrise des émissions conduisant à cette cible. Procéder autrement serait se condamner à la contradiction interne entre les prémisses retenues, soutenant la cible du Facteur 4 à l'horizon 2050, et les conclusions ou propositions touchant à la trajectoire de mise en œuvre. Concrètement, il s'agit de déterminer quel cadre de raisonnement soutient l'objectif du Facteur 4, puis d'en tirer les implications pour les raisonnements à employer pour déterminer la trajectoire d'émissions entre 2010 et 2050.

Nous écartons dans cet article diverses considérations qui devraient légitimement intervenir à leur heure pour le choix public : l'effet de l'incertitude et les possibilités plausibles de risques climatiques extrêmes (voir encadré 2); les bénéfices secondaires de la prévention du risque climatique (gains sur les pollutions locales, amélioration de la sécurité et des conditions d'approvisionnement énergétique); les perspectives de progrès technique induit par un signal-prix; les limites des anticipations et de la rationalité des opérateurs industriels et des consommateurs; la prise en compte de considérations d'équité distributive intra et intergénérationnelle; l'existence d'un marché européen et peut-être à l'avenir d'un marché international des quotas d'émission de GES; l'existence d'objectifs quantitatifs intermédiaires fixés par l'Union européenne (les 20 % en 2020); l'imperfection de la situation économique à laquelle s'appliquera la politique retenue, notamment du fait de la structure fiscale héritée de l'Histoire.

## 2. Les modes de raisonnement possibles

Pour discuter de la manière dont le gouvernement français peut raisonner pour arrêter une politique de prévention du risque climatique lié à l'effet de serre, il est utile de distinguer trois modes de raisonnement<sup>1</sup>.

Le premier (M1), de type égoïste, conduit le pays à comparer les coûts et les bénéfices, pour lui seul, de divers objectifs possibles de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre; il ignore les incidences de son action sur les coûts et les bénéfices des autres pays, mais tient pour donnés leurs comportements; s'agissant de traiter d'un bien collectif planétaire comme le climat, il convient alors de comparer les coûts pour la France de différentes hypothèses de maîtrise des émissions au bénéfice retiré directement par la France dans chaque hypothèse, sous condition de scénarios décrivant les comportements des autres pays.

1 – Il peut en exister d'autres. Par exemple il y a une dizaine d'années, Schelling proposait d'introduire le concept de distance éthique pour justifier que les personnes accordent plus d'intérêt à leurs proches, géographiquement et temporellement parlant, qu'aux personnes éloignées d'elles. Voir Schelling T.C. (1995), « Intergenerational Discounting », *Energy Policy*, 23 (4-5), p. 395-401.



### Encadré 2 : La plausibilité de risques extrêmes et le choix d'un scénario cible de concentration de gaz à effet de serre

Traduisant les résultats des modélisations climatiques les plus récentes et les informations du rapport du GIEC-IPCC de 2007, Martin Weitzman (département d'économie de Harvard) considère qu'un scénario à 550 ppm CO<sub>2</sub>eq<sup>1</sup> de concentration atmosphérique des GES implique une probabilité de 5 % de voir une augmentation de la température moyenne du globe dépasser les 11 °C<sup>2</sup>. Cette perspective écrase à ses yeux tous les autres aspects des débats sur le choix du bon taux d'actualisation permettant d'optimiser la consommation intertemporelle. À notre sens, elle fait d'un scénario de 450 ppm de CO<sub>2</sub>eq une cible-limite à ne pas dépasser, alors que le rapport Stern le considère comme le scénario-frontière des possibilités économiques et voit dans un scénario à 550 ppm le scénario-frontière à ne pas dépasser du point de vue de la sécurité climatique. Récemment, James Hansen *et al.* (2008)<sup>3</sup> soutiennent, sur la base de l'analyse de données paléo-climatiques, que la cible à viser pour préserver l'humanité de bouleversements climatiques majeurs, comme ceux que la Terre a connus sur plusieurs centaines de millions d'années, est une cible de 350 ppm de CO<sub>2</sub>. Le principal argument est que la sensibilité climatique de 3 °C ordinairement mise en avant est une sensibilité de court terme mais que d'autres *feedback* agissant plus lentement doublent la mise, si bien que la sensibilité de long terme serait de 6 °C. Contrairement à ce qui a été souvent dit, le rapport Stern ne pêche pas par excès catastrophiste, mais finalement par sous-estimation des possibilités plausibles de risques extrêmes.

Le deuxième (M2), de type altruiste, reprend le cadre précédent de comparaison, mais remplace les bénéficiaires de la seule France par ceux de l'ensemble des pays qui seraient affectés par le dommage climatique évité par la politique française.

Le troisième (M3) sera dit « kantien » car il reprend l'heuristique de l'universalisation comme mode de détermination de l'action bonne : « *Agis uniquement d'après la maxime qui fait que tu peux vouloir en même temps qu'elle devienne une loi universelle* ». Une règle de comportement n'est alors considérée bonne par et pour la France que si elle est jugée universellement bonne. Pour le climat cela veut dire : le gouvernement français doit se donner un principe d'action tel que si l'humanité entière l'adoptait, le résultat obtenu le satisfierait sans contradiction. Compte tenu des engagements internationaux déjà pris dans le cadre de la Convention climat de 1992, deux repères permettent *a priori* d'encadrer un tel principe d'action face au problème climatique : éviter une interférence dangereuse avec le climat de la planète, qui est l'objectif accepté par les 192 pays ayant ratifié cette convention ; répartir les efforts en fonction d'un principe de « responsabilités communes mais différenciées » de chaque

1 – L'abréviation CO<sub>2</sub>eq signifie « équivalent CO<sub>2</sub> ». Elle intègre la conversion des différents GES (méthane, protoxyde d'azote, composés fluorés) du point de vue de leur potentiel de réchauffement climatique. Les taux de conversion sont normalisés et fixés par le GIEC, en tant qu'instance scientifique d'appui à la Convention climat.

2 – Voir Weitzman M. (2008), *On Modeling and Interpreting the Economics of Catastrophic Climate Change*, Cambridge (MA), Department of Economics, Harvard University, 8 février : <http://www.economics.harvard.edu/faculty/weitzman/files/modeling.pdf>.

3 – Voir Hansen J. *et al.* (2008), *Target Atmospheric CO<sub>2</sub>: Where Should Humanity Aim?* : [http://www.columbia.edu/~jeh1/2008/TargetCO2\\_20080317.pdf](http://www.columbia.edu/~jeh1/2008/TargetCO2_20080317.pdf).

pays, en distinguant les pays d'industrialisation ancienne des pays émergents et en développement.

Chacun de ces cadres de raisonnement peut être défendu par certains arguments, tout en sachant que le premier conduit à un équilibre de Nash sous-optimal globalement et pour chaque pays dès lors que chacun se comporterait de façon égoïste, ce qui ne serait cependant qu'un cas particulier car il n'existe pas de lien causal direct entre le choix d'une stratégie par la France et les choix des autres pays.

### 3. Le contexte français

En clair, le Facteur 4 signifie des émissions nettes en 2050 égales au plus à 25 % des émissions du pays en 1990. Comme indiqué dans la loi POPE, cet objectif est homothétique de celui à adopter globalement par les pays industriels à cet horizon, pour contribuer de façon jugée équitable à un objectif planétaire de Facteur 2 (– 50 % par rapport à 1990). Cela correspond à une espérance de concentration atmosphérique de long terme de 450 ppm CO<sub>2</sub>eq et, d'après le rapport Stern comme d'après le rapport du GIEC de 2007, une espérance d'accroissement de la température planétaire moyenne limitée à 2 °C par rapport à l'ère préindustrielle, qui est l'objectif confirmé par le Conseil européen de mars 2007 (graphique n° 1).

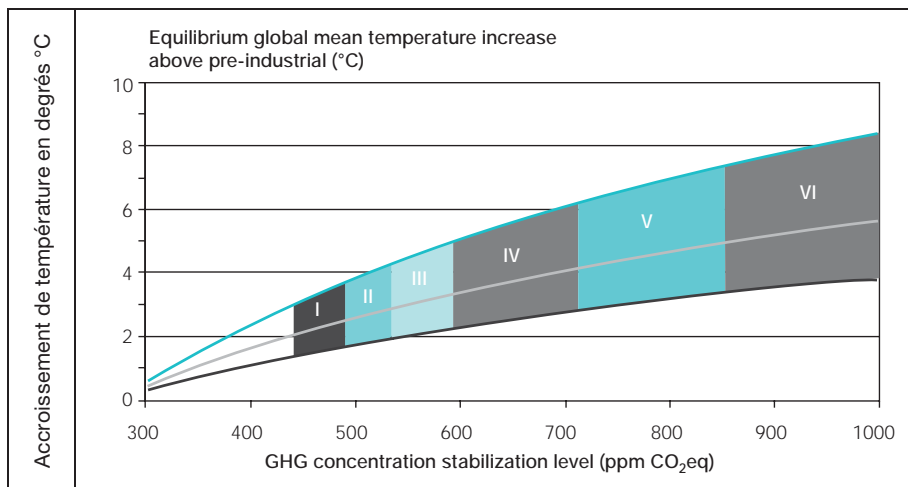
Cependant, la justification et la possibilité technique et économique de cet objectif ont été remises en cause par le rapport Syrota<sup>1</sup> qui reconnaît la validité de l'objectif du Facteur 4 à l'échelle de l'Union européenne, mais pas pour la France. Il estime que la France pourrait réaliser sans rupture importante une performance comprise entre les Facteurs 2,1 et 2,4 seulement. Aussi propose-t-il une répartition des efforts à l'intérieur de l'Europe en fonction d'une égalisation des émissions par habitant en 2050, présentée comme la solution « équitable »<sup>2</sup>. En ce cas, la France serait astreinte à un Facteur 2,6, jugé néanmoins difficile à atteindre<sup>3</sup>.

1 – Centre d'analyse stratégique (2007), *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050*, rapport de synthèse de la commission Énergie présidée par Jean Syrota, Paris, La Documentation française, septembre.

2 – Au niveau européen comme au niveau mondial, on dispose de bonnes raisons pour douter que l'égalisation des droits d'émission par tête soit la bonne façon d'interpréter l'objectif de l'équité. De nature « civique » ce principe d'égalisation n'est pas pertinent dans une situation marquée par les référents « industriels » et « marchands ». Sur ce point, voir Godard O. (2004), « L'équité dans les négociations post-Kyoto : critères d'équité et approche procédurale », *Cahiers de la Chaire Développement durable X-EDF*, 2004-002, mai (18 p.) : <http://ceco.polytechnique.fr/CDD/PDF/2004-002.pdf>.

3 – Le rapport Syrota a retenu comme hypothèse macroéconomique une croissance économique à 2,1 % jusqu'en 2015 puis plus faible ensuite, et une demande énergétique fixée de manière exogène sans aucune élasticité-prix. Prendre en compte l'ensemble des GES et admettre la réalité d'un effet-prix sur la demande, indépendamment des effets technologiques dûment identifiés, permettrait certainement de faire du Facteur 2,6 un objectif atteignable.

**Graphique n° 1 : La correspondance entre niveau de concentration atmosphérique des GES et l'élévation attendue de la température moyenne de la planète à l'équilibre de long terme**



Source : Technical Summary of IPCC WGIII Fourth Assessment Report, Geneva, 2007, p. 42

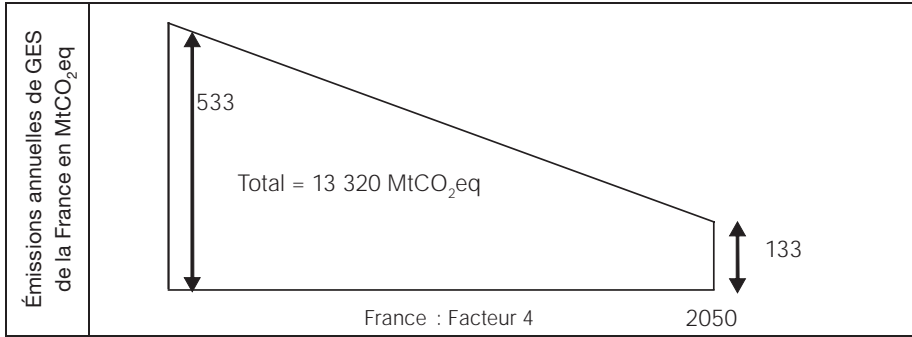
Il est utile de fixer les ordres de grandeur des enjeux des bilans de GES caractéristiques des différentes stratégies envisageables pour la France. C'est pourquoi l'ensemble de ces stratégies est ici représenté par trois d'entre elles : une stratégie « *business as usual* » (BAU) traduisant un abandon, en pratique, de toute politique de maîtrise des émissions de GES; une stratégie « Facteur 2,6 », faisant écho au rapport Syrota; une stratégie « Facteur 4 », faisant écho aux objectifs européens et à la loi POPE. En 1990, les émissions nettes annuelles déclarées par la France s'élevaient à 533 MtCO<sub>2</sub>eq<sup>1</sup>. L'objectif à atteindre en 2050 serait donc une limite de 133 MtCO<sub>2</sub>eq pour une stratégie « Facteur 4 » et de 203 pour une stratégie « Facteur 2,6 ». S'agissant de la stratégie BAU, on peut miser sur une augmentation de 50 % d'ici à 2050, ce qui donnerait 800 MtCO<sub>2</sub>eq à cette date.

Quelles variations dans l'impact climatique planétaire donneraient ces différentes stratégies? Toujours pour fixer des ordres de grandeur, supposons que chaque stratégie conduise de façon linéaire à sa cible de 2050 et que les émissions de 2010 soient égales à celles de 1990 (objectif pour la France issu du protocole de Kyoto, tel que révisé par l'Accord européen de répartition des efforts<sup>2</sup>). Les totaux cumulés associés à chaque stratégie sont représentés dans les graphiques n° 2 à n° 4.

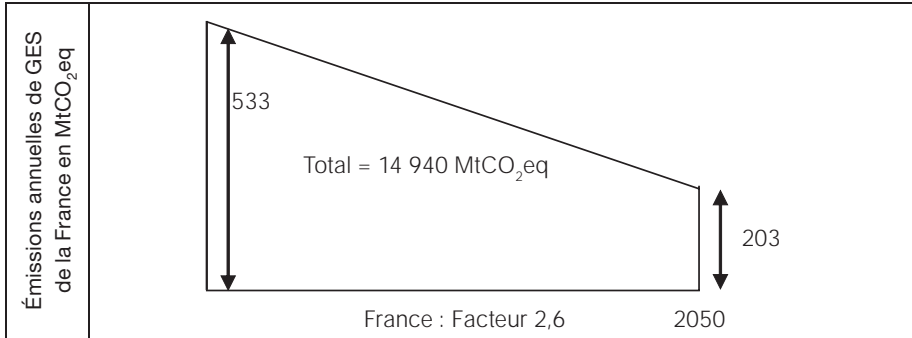
1 – CITEPA (2006), « Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en France au titre de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques », *synthèse CCNUCC/CRF*, CITEPA et MEDD, décembre.

2 – En fait, en prenant en compte les changements d'utilisation des sols et les puits de carbone, les émissions nettes de la France étaient inférieures de 7 % en 2005 par rapport à 1990. Voir CITEPA (2006), *op. cit.*, p. 13. Si ce gain se maintenait au terme de la période des engagements de Kyoto, il pourrait donner lieu soit à une cession de quotas à d'autres pays, soit à une mise en réserve pour des périodes futures. Dans les deux cas, les émissions ne seraient que reportées.

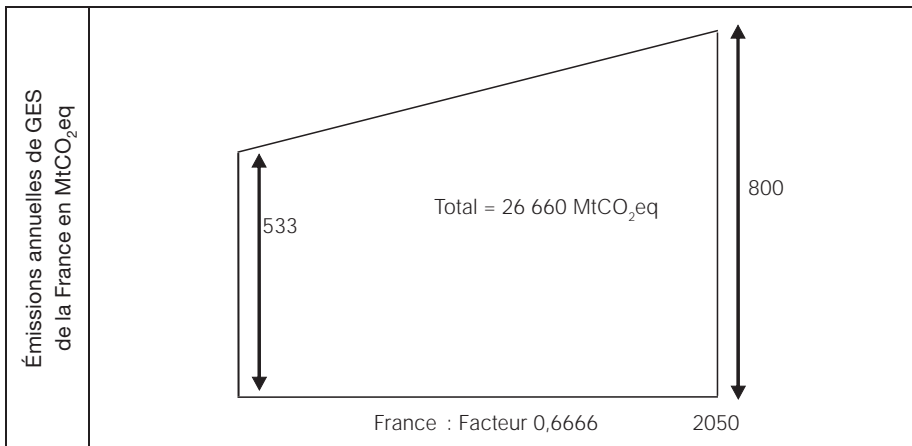
Graphique n° 2



Graphique n° 3



Graphique n° 4



## 4. L'incidence des choix français sur les dommages climatiques

Attendu qu'il faut entre 15 et 20 GtCO<sub>2</sub>eq pour augmenter la concentration atmosphérique des GES de 1 ppm, on s'aperçoit que l'incidence marginale des choix de la France sur la concentration mondiale en GES jusqu'à 2050 joue sur 0,1 ppm entre la stratégie « Facteur 4 » et la stratégie « Facteur 2,6 » et sur un peu moins de 1 ppm entre la stratégie « BAU » et la stratégie « Facteur 4 ». La stratégie « BAU » implique un total d'émissions cumulées jusqu'à 2050 qui n'est que le double de celle du Facteur 4.

Le dommage climatique est une fonction des concentrations atmosphériques de GES et pas des émissions, cela a été souligné. Or, bien que l'idée de seuil d'emballement soit présente dans les diagnostics des climatologues et du GIEC, ces derniers ne donnent pas d'indications selon lesquelles il pourrait exister une bifurcation brusque à 1 ppm près. Il est donc raisonnable d'avancer que le dommage climatique global attribuable aux trajectoires possibles d'émissions de la France sera peu différent selon les trois cibles examinées pour 2050. Le niveau de dommage causé par la France dépendra essentiellement du niveau de concentration planétaire en GES auquel la contribution française s'ajoutera : 449 ppm, 549 ppm, 999 ppm ? Le dommage planétaire redouté varierait en effet considérablement selon ces différents niveaux de concentration. Traduit en pourcentage constant du PIB « à partir d'aujourd'hui et pour toujours », le dommage associé à ces trois scénarios planétaires pourrait être compris entre 0,5 % et 20 % du PIB mondial annuel, pour fixer une fourchette inspirée par les résultats du rapport Stern (2006). Sur cette base, tenue pour acquise en dépit de l'incertitude attachée à une telle évaluation et des débats suscités par ce rapport<sup>1</sup>, le dommage imputable à la France se présenterait donc, en ordres de grandeur, comme précisé dans le tableau n° 1. Que la France ne fasse rien ou qu'elle s'oblige au Facteur 4, le dommage planétaire imputable *in fine* à ses émissions dépend surtout du comportement des autres pays, l'écart maximal de cet impact étant de 1 à 40 avec les valeurs retenues ici. Entre les trois cibles considérées pour la stratégie française, ce qui se joue au maximum est une réduction de moitié du dommage résultant de la stratégie « BAU ».

Toutefois, dans un raisonnement à la marge, le dommage climatique mondial résultant de l'émission d'une tonne de CO<sub>2</sub>eq différera selon la date de son émission puisque, entre 2010 et 2050, le niveau de concentration atmosphérique des GES va augmenter, inégalement selon les scénarios, à partir des 430 ppm de CO<sub>2</sub>eq actuels. Et paradoxalement, toujours dans un raisonnement marginaliste, plus ces tonnes sont émises tôt, plus elles s'ajoutent à un niveau relativement plus faible de concentration atmosphérique en GES, moins le dommage qui leur est imputable est élevé. À 2-3 ppm de plus par an dans un scénario de prolongation des tendances mondiales actuelles, on devrait atteindre les 550 ppm en 2050. Sur la base des valeurs retenues dans le tableau n° 1, il y aurait

1 – Voir Godard O. (2008), « The Stern Review on the Economics of Climate Change: Contents, Insights and Assessment of the Critical Debate », *Surveys and Perspectives Integrating Environment and Society* (SAPIENS), (1), février, p. 17-36 : <http://www.surv-perspect-integr-environ-soc.net/1/17/2008/sapiens-1-17-2008.pdf>.

une augmentation du dommage moyen et marginal par tonne émise d'environ 65 %, en valeur actuelle, entre émettre une tonne de CO<sub>2</sub>eq en 2010, sur la base d'une concentration de 439 ppm de CO<sub>2</sub>eq, ou une tonne en 2050 lorsque la concentration en GES aurait atteint 549 ppm.

**Tableau n° 1 : Le coût des dommages climatiques mondiaux imputables aux émissions de la France**

France (émissions cumulées) <i>Df = dommage imputable à la France</i>	Monde	S1 : 449 ppm (Hyp. : Dw = 0,5 % PIBw sur 290 ans)	S2 : 549 ppm (Hyp. : Dw = 1 % PIBw sur 290 ans)	S3 : 999 ppm (Hyp. : Dw = 20 % PIBw sur 290 ans)
				Dw = 0,005 x 42 400 x 290 = 61 480 Mds €
BAU (26,7 GtCO <sub>2</sub> eq = 1,53 ppm)		Df = 0,0034076 <b>Dw = 209 Mds €</b>	Df = 0,0027869 <b>Dw = 342 Mds €</b>	Df = 0,0015315 <b>Dw = 3 766 Mds €</b>
Facteur 2,6 (14,9 GtCO <sub>2</sub> eq = 0,85 ppm)		Df = 0,0018931 <b>Dw = 116 Mds €</b>	Df = 0,0015483 <b>Dw = 190 Mds €</b>	Df = 0,008508 <b>Dw = 2 092 Mds €</b>
Facteur 4 (13,3 GtCO <sub>2</sub> eq = 0,76 ppm)		Df = 0,0016926 <b>Dw = 104 Mds €</b>	Df = 0,0013843 <b>Dw = 170 Mds €</b>	Df = 0,0007607 <b>Dw = 1 871 Mds €</b>
Dfu = Valeur unitaire du dommage = Df/tCO <sub>2</sub> eq		<b>Dfu = 8 €</b>	<b>Dfu = 13 €</b>	<b>Dfu = 141 €</b>

Le PIB mondial (PIBw) adopté est celui de 2010. Il est estimé à 42 400 milliards d'euros.

Source : Olivier Godard

On écarte à ce stade toute actualisation formelle, mais on considère que la valeur actuelle du PIB mondial est constante sur la période, ce qui revient à actualiser au taux de croissance à long terme présumé du PIB mondial soit environ 2 %, valeur plancher pour le très long terme proposée par le rapport Lebégue (Baumstark, 2005).

Comme dans la *Stern Review*, on suppose que les dommages mondiaux (Dw) sont évalués en équivalent pourcentage constant du PIBw annuel

Les dommages sont calculés sur une période de 290 ans (2010-2300), durée moyenne de présence du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère pour 75 % des émissions. Les 25 % restant quasiment pour l'éternité dans l'atmosphère<sup>1</sup> nous ramènent en dessous du seuil de danger et sont donc ici négligés. On suppose que tous les GES ont le même comportement que le CO<sub>2</sub>, ce qui est évidemment une approximation grossière, compensée par le fait que le CO<sub>2</sub> est le GES prédominant.

Calé sur l'hypothèse qu'un scénario à 550 ppm CO<sub>2</sub>eq entraînerait seulement un dommage de 1 % du PIB mondial annuel sur la période considérée, l'estimation ignore les possibilités de valeurs beaucoup plus élevées de perturbations climatiques, comme celles que soulignent Weitzman (2008) ou Hansen (2008).

1 – Voir Archer D. (2005), « Fate of Fossil Fuel CO<sub>2</sub> in Geologic Time », *Journal of Geophysical Research*, 110, C09S05, doi:10.1029/2004JC002625.

## 5. L'incidence du mode de raisonnement sur les dommages

En tenant seulement compte de l'évolution du dommage mondial créé à la marge par les émissions françaises, impliquant un dommage climatique marginal croissant en fonction de la date d'émission du fait du processus d'accumulation des GES dans l'atmosphère, le profil de la valeur de la tonne de carbone évitée retenu pour 2010 devrait croître par la suite à un taux d'environ 1,3 % jusqu'à 2050, faisant écho à une augmentation de 65 % de la valeur unitaire sur la période. Cependant, le jeu de la règle de Hotelling devrait s'ajouter ici pour augmenter ce taux de croissance et donc diminuer la valeur de départ pour une même valeur d'arrivée en 2050. Ainsi, avec un taux d'actualisation de 4 % supposé refléter la productivité marginale du capital, le taux recommandé de croissance annuelle de la valeur de référence du CO<sub>2</sub>eq serait de 5,3 % (voir encadré 3). Dès lors, selon que la valeur de la tonne de CO<sub>2</sub>eq en 2050 serait de 120 € ou de 700 €, pour prendre deux valeurs repères des études disponibles<sup>1</sup>, la valeur à retenir en 2010 serait comprise entre 15 € et 89 €.

Cependant, est-il légitime de recourir ici à un raisonnement marginaliste, même altruiste ? Ce ne pourrait être le cas que si ce type de raisonnement avait préalablement validé la cible du Facteur 4 à atteindre en 2050. Or les diverses synthèses sur la valeur de la tonne de GES compatible avec une stratégie « Facteur 4 » offrent des estimations certes différentes d'une étude à l'autre, mais sensiblement plus élevées que les valeurs du tableau n° 1 pour les dommages unitaires associés au scénario mondial à 449 ppm, voire celui à 549 ppm (respectivement 8 et 13 euros). Déjà le prix de marché pour les transactions de la phase 2 (2008-2012) du marché européen de quotas de CO<sub>2</sub> (ETS), reflétant seulement une contrainte modérée de réduction des émissions, tourne autour des 20 €/tCO<sub>2</sub><sup>2</sup>. Le rapport Boiteux, qui ne visait pas le Facteur 4, recommandait déjà de partir d'une valeur de 27 euros, devant croître au taux de 3 % par an<sup>3</sup> à partir de 2010, ce qui donnait une valeur autour de 89 euros en 2050. Le rapport Syrota, qui ne visait qu'une cible de type « Facteur 2,1-2,4 » donnait le triplet de valeurs 15, 70, 140 pour 2010, 2030 et 2050 respectivement dans le secteur transport. Les simulations spécifiquement réalisées en 2005 avec le modèle POLES pour appréhender une stratégie de Facteur 4 donnaient une valeur du CO<sub>2</sub> croissant jusqu'à 600 euros en 2050<sup>4</sup>.

1 – Voir par exemple Baumstark L. (2007), *Préparation du Grenelle de l'environnement : état des lieux des valeurs de référence de la tonne carbone*, Paris, Centre d'analyse stratégique, 20 juillet, et Pouliquen H. (2008), *État d'avancement des travaux de la commission Valeur du carbone – Premiers résultats des modèles*, Paris, Centre d'analyse stratégique, 10 mars.

2 – Voir *Carbon Market Europe*, 7(11), 28 mars 2008.

3 – Commissariat général du Plan (2001), *Transports : choix des investissements et coût des nuisances*, rapport du groupe présidé par Marcel Boiteux, Paris, La Documentation française, juin.

4 – Blanchard O., Criqui P., Kitous A. et Mima S. (2006), « Impact des politiques climatiques sur le prix du carbone et les marchés de l'énergie », *Revue d'économie financière*, (83), p. 91-113.

### Encadré 3 : Combinaison de la règle de Hotelling et d'un dommage non constant selon le raisonnement marginaliste

Soit une trajectoire d'émissions de GES conduisant à la cible voulue, en émissions cumulées sur la période 2010-2050. Examinons la possibilité d'émettre 1 t GES de plus en 2010 et 1 de moins en 2050, pour rester à l'intérieur de l'enveloppe totale. Quel est l'impact ? À l'optimum, l'impact du changement doit être nul : ce qu'on perd d'un côté doit être gagné de l'autre côté. Faisons les calculs en nous plaçant à l'année 2010. Soit  $d_{10}$  le dommage résultant de l'émission d'une tonne en 2010 et  $d_{50}$  le dommage pour une tonne émise en 2050 ; soit  $c_{10}$  le coût marginal de réduction en 2010 et  $c_{50}$  en 2050 ; soit  $i$  la productivité marginale du capital, ici fixée à 4 %. Posons, dans une logique pigouvienne, qu'en 2050 le coût marginal de réduction doit être égal au dommage engendré par l'émission d'une tonne de GES. Enfin posons, d'après le tableau n° 1, que la valeur actuelle de  $d_{50}$  égale  $1,65 d_{10}$ . On doit avoir à l'équilibre la relation (3) :

$$c_{50} = d_{50} \quad (1)$$

$$d_{50} [1/(1+i)^{40}] = 1,65 d_{10} \quad (2)$$

$$d_{10} - d_{50} [1/(1+i)^{40}] - c_{10} + c_{50} [1/(1+i)^{40}] = 0 \quad (3)$$

ce qui donne :

$$d_{10} - 1,65 d_{10} - c_{10} + c_{50} [1/(1,04)^{40}] = 0 \quad \text{et} : c_{50}/c_{10} = 1,65 \times 4,801$$

et :

$$c_{50}/c_{10} = 7,92.$$

Le taux d'accroissement de la valeur carbone est donc ici :  $r = 5,3 \%$ .

Voyons donc de plus près ce qu'il en est selon les trois modes de raisonnement distingués en introduction de cet article.

#### *Le raisonnement marginaliste égoïste (M1)*

Avec le mode M1, quel gain obtiendrait la France en passant de la stratégie « BAU » à la stratégie « Facteur 4 » ? La réponse dépend des scénarios climatiques mondiaux. Nous supposerons que le dommage subi par la France égalerait 1 % du dommage mondial ; il s'agit là d'une hypothèse grossière où le dommage mondial se répartirait au prorata de la population, sans tenir compte des inégalités d'impact selon les régions et le niveau de vie des populations affectées. On peut considérer qu'il s'agit là d'une borne supérieure des dommages que pourrait avoir à supporter la France dans le cadre des chiffres de base retenus dans cet article et indiqués dans le tableau n° 1. Pour S2 (550 ppm), la France ferait passer le dommage mondial à 122 902 Mds € avec la stratégie « BAU » et 122 730 Mds € avec la stratégie « Facteur 4 ». La différence pour la seule France de ces deux niveaux de dommages mondiaux est de 1,72 Md €. Pour passer d'une stratégie « BAU » à une stratégie « Facteur 4 », la France devrait réduire ses émissions cumulées de 13,4 GtCO<sub>2</sub>eq, ce qui ferait un bénéfice par tonne évitée de 0,13 euro. Même si S3 implique une valorisation des bénéfices dix fois plus élevée, cela reste encore bien en dessous des prix de référence de la



tonne de CO<sub>2</sub> nécessaires pour valider une stratégie « Facteur 4 ». La leçon est simple : en suivant le mode de raisonnement « égoïste » de type M1, les seules stratégies qui se justifient sont celles qui tangentent la stratégie « BAU ». William Nordhaus avait bien raison ! Le Facteur 4 est disqualifié.

### *Le raisonnement marginaliste altruiste (M2)*

Avec le mode M2, on considère les bénéfices mondiaux de l'action climatique de la France. Quel est donc l'intérêt du monde à ce que le pays adopte une stratégie « Facteur 4 » plutôt qu'une stratégie « BAU » ? Le monde obtiendrait de la France une réduction des émissions cumulées du pays de 13,6 GtCO<sub>2</sub>eq. L'avantage que cela représenterait à l'échelle planétaire dépend des scénarios mondiaux dans lesquels la réduction française prendrait place. Le pays ferait gagner au monde 108 Mds € dans S1, 179 Mds € dans S2 et 1 969 Mds € dans S3, soit un bénéfice moyen de 8 € la tonne évitée dans S1, 13 € dans S2 et 145 € dans S3. Sauf révolution technologique aujourd'hui imprévue et devant pourtant avoir été largement diffusée à l'horizon 2050, les coûts d'abattement sont trop élevés pour s'accorder avec le niveau de bénéfice de l'évitement de l'émission d'une tonne de CO<sub>2</sub>eq dans le scénario « Facteur 4 ». En fait le mode M2 ne pourrait éventuellement recommander une stratégie « Facteur 4 » pour la France que si le monde ne faisait aucun effort, se laissant aller à la dérive du scénario S3, dans lequel cette stratégie a intuitivement le moins d'intérêt puisque la France serait la seule au monde à se préoccuper du problème climatique.

### *Le raisonnement « kantien » (M3)*

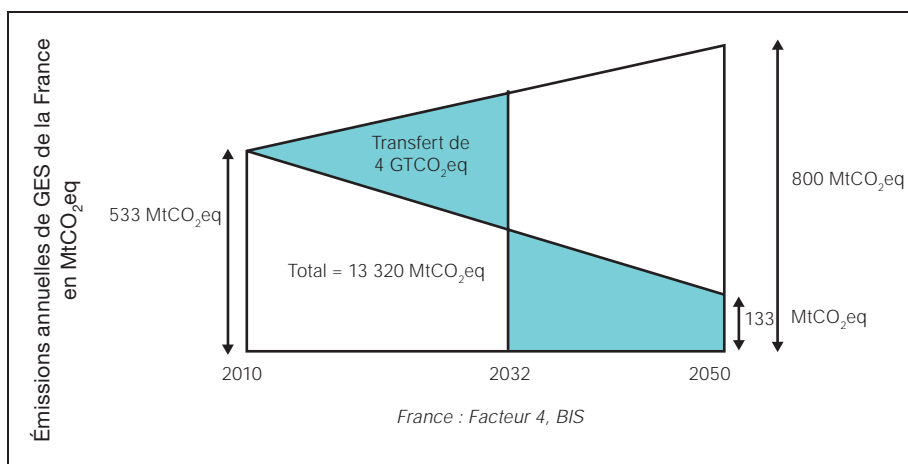
L'exigence de cohérence entre politique française et politique mondiale dont M3 est porteur ne valide que les cases placées sur la seconde diagonale du tableau n° 1 : la stratégie « BAU » pour S3, la stratégie « Facteur 2,6 » pour S2 et la stratégie « Facteur 4 » pour S1. Mais seule la combinaison « S1/Facteur 4 » est satisfaisante du point de vue de l'objectif à atteindre – éviter une interférence dangereuse avec le climat de la planète. De fait, la France a marqué sa volonté que le monde évite une interférence dangereuse avec le climat de la planète et a accepté le principe d'une proportionnalité de l'effort en fonction des responsabilités historiques dans la création du problème, mais elle a également souhaité que tous les autres pays partagent ces choix. Comme M3 est la seule matrice de raisonnement qui justifie l'engagement de la France sur un objectif de Facteur 4, c'est à cette aune que nous devons considérer le problème de la trajectoire d'émissions à suivre pour parvenir à la cible de 2050. Cela va inverser les conclusions du raisonnement tenu dans le cadre de M2 sur le taux d'accroissement de la valeur de référence du CO<sub>2</sub>eq.

1 – Avec ses modèles, cet économiste américain a exercé une grande influence sur la perception économique des enjeux climatiques aux États-Unis et dans le monde. Il a constamment soutenu l'idée qu'aucun argument économique ne justifiait une politique énergétique immédiate de réduction des émissions de GES, l'essentiel de la prise en compte du problème devant être reporté de plusieurs décennies. Seul un prix de référence du carbone de quelques dollars était justifié. Voir par exemple Nordhaus W. D. (1991), « To Slow or not to Slow: The Economics of the Greenhouse Effect », *Economic Journal*, 101, p. 920-937, ou Nordhaus W. D. (2007), « A Review of the Stern Review on the Economics of Climate Change », *Journal of Economic Literature*, 45, p. 686-702.

## 6. Le raisonnement « kantien » et la règle de Hotelling

Afin d'apprécier les conséquences de l'adoption du mode M3, supposons par exemple que la France décide de ne pas réduire ses émissions annuelles jusqu'en 2032, en les laissant filer sur un *trend* qui conduirait au scénario BAU en 2050 (50 % d'augmentation par rapport à 1990 et 2010) si ce *trend* se maintenait au-delà de 2032. Puis, à partir de 2033, la France cesserait complètement d'émettre jusqu'en 2050. Nous supposerons, le temps du raisonnement, que ce scénario serait rendu possible par les progrès de la diffusion du recours à l'hydrogène, au nucléaire et aux renouvelables, à la capture et séquestration du CO<sub>2</sub> issu des centrales thermiques et aux progrès de l'efficacité énergétique. Nous délaissions, pour le raisonnement, le risque que la technique ne soit finalement pas au rendez-vous, de même que l'ampleur des coûts à supporter pour parvenir d'un coup à ce niveau de « zéro émission nette » dans cette seconde période. Avec cette stratégie le quota admissible dans le cadre d'une stratégie « Facteur 4 » serait bien respecté en 2050 (voir graphique n° 5 représentant ce scénario alternatif de Facteur 4 pour la France). Environ 4 GtCO<sub>2</sub>eq seraient transférés de la seconde période sur la première, soit un peu moins du tiers du stock total admissible d'ici à 2050.

Graphique n ° 5 : Une stratégie française alternant laisser-aller et abattement radical



Source : Olivier Godard

Selon M2, ce choix réduirait le dommage mondial comparativement à une réduction linéaire (voir plus haut). Il en va tout autrement selon le mode M3, puisque alors il faudrait supposer que le choix français serait également fait par les autres pays, *modulo* les principes de la Convention climat qui servent de cadre interprétatif à cette règle kantienne. La concentration atmosphérique des GES augmenterait globalement de façon précoce et rapide, ce qui se traduirait par trois effets sur le dommage climatique, même sous l'hypothèse que la stratégie « Facteur 4 », pour la France, et le scénario S1, pour le monde, seront tenus

*in fine* : a) les dommages climatiques apparaîtraient plus tôt, ce qui accroîtrait leur valeur actuelle ; b) les dommages physiques, et par suite économiques, seraient amplifiés car ils dépendent du rythme de changement et pas seulement du niveau absolu du changement (modification de la fonction de dommage) ; c) le dommage physique deviendrait davantage imprévisible du fait précisément de la vitesse accrue de l'accroissement du forçage, ce qui entraînerait une augmentation du dommage économique pour une même valeur espérée du dommage physique. Ce n'est pas le lieu ici d'évaluer de façon précise l'augmentation du dommage actualisé alors provoquée. On peut cependant avancer la conjecture que cela pourrait renchérir d'environ 30 % le dommage associé aux émissions déplacées de la seconde période vers la première, en prenant le scénario S1 (449 ppm) comme référence. L'encadré 4 en donne les conséquences sur le profil de la valeur du carbone.

**Encadré 4 : Combinaison de la règle de Hotelling et d'un dommage non constant selon le raisonnement kantien appliqué à la fois par la France et par le monde**

On suppose ici que pendant 24 années à partir de 2010 le monde suit une trajectoire de laisser-faire climatique qui le conduirait à un doublement des émissions de GES en 2050 si elle se prolongeait. À partir de l'an 2034, le monde cesserait toute émission nette de GES. En 2050, la quantité cumulée de GES serait alors identique à celle du scénario S1 permettant la réalisation d'un Facteur 2 à l'échelle planétaire. Qu'en est-il du point de vue des dommages ? Ce serait, dans ce scénario hypothétique, 515 GtCO<sub>2</sub>eq, soit 29 ppm, qui se trouveraient déplacés de la période 2034-2050 sur la période 2010-2033 (voir graphique n° 6). Avec des dommages marginaux constants pour les masses transférées et égaux aux dommages additionnels moyens, l'opération peut être considérée comme une anticipation de 20 années sur les émissions transférées, soit une translation de 2041 sur 2021, chacune de ces deux années jouant le rôle de représentant des deux profils d'émission en présence. Admettons qu'en moyenne ce déplacement provoque un accroissement de la valeur actuelle du dommage climatique par tonne déplacée de 30 %. À l'optimum, l'impact de ce changement devrait être nul. Faisons les calculs sur des bases analogues à celles de l'encadré 3 en nous plaçant à l'année 2010. Soit  $d_{21}$  le dommage résultant de l'émission d'une tonne en 2021 et  $d_{41}$  le dommage pour une tonne émise en 2041 ; soit  $c_{21}$  le coût marginal de réduction en 2021 et  $c_{41}$  en 2041 ; soit  $i$  la productivité marginale du capital, fixée à 4 %. En 2041, le coût marginal de réduction doit être égal au dommage engendré par l'émission d'une tonne de GES. Enfin traduisons l'hypothèse d'un accroissement de 30 % du dommage moyen imputable aux émissions transférées, en posant que la valeur actuelle de  $d_{21}$  égale 1,30 fois la valeur actuelle de  $d_{41}$ . On doit avoir à l'équilibre la relation (3).

$$C_{41} = d_{41} \tag{1}$$

$$[1/(1+i)^{11}] d_{21} = 1,30 [1/(1+i)^{31}] d_{41} \rightarrow d_{21} = 1,13 [1/(1+i)^{20}] d_{41} \tag{2}$$

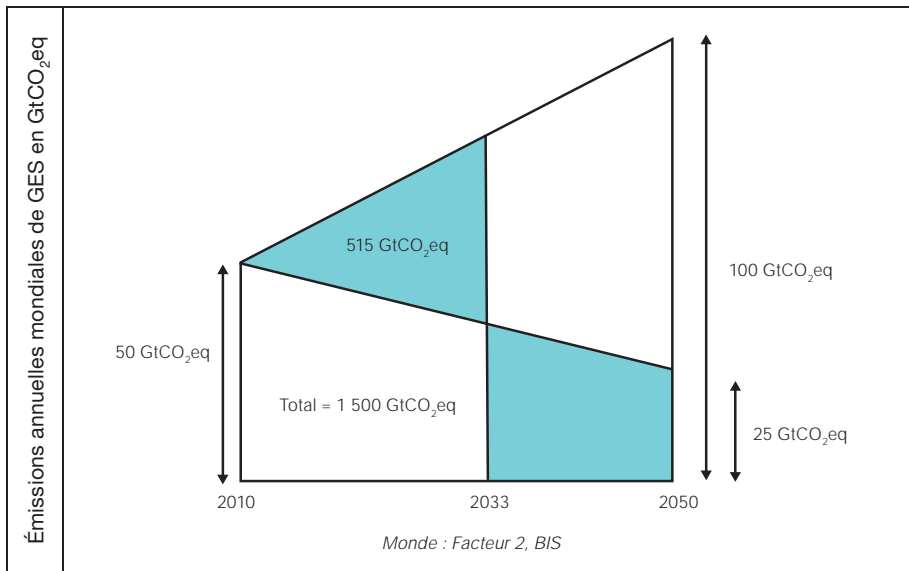
$$[1/(1+i)^{11}] d_{21} - [1/(1+i)^{31}] d_{41} - [1/(1+i)^{11}] c_{21} + [1/(1+i)^{31}] c_{41} = 0 \tag{3}$$

ce qui donne :  $c_{41} - (1+i)^{20} c_{21} + 0,30 d_{41} = 0$  et :  $c_{41}/c_{21} = (1+i)^{20} / 1,30$

Le taux d'accroissement de la valeur carbone est donc ici :  $r = 2,65 \%$ .

La sensibilité du dommage global au profil temporel des émissions globales ne peut donc pas être ignorée. Une stratégie inverse, réduisant les émissions plus que linéairement avant 2030 pour les réduire moins ensuite, aurait l'effet inverse sur les trois aspects repérés. On voit ainsi que la règle de Hotelling est toujours prise en compte mais que le résultat de sa combinaison avec l'effet « dommage » est, dans le raisonnement kantien, de type soustractif, et non additif puisque les deux effets à prendre en compte vont en sens inverse.

**Graphique n° 6 : Une stratégie mondiale alternant laisser-aller et abattement radical**



Source : Olivier Godard

Ainsi, avec le mode M3 et à l'opposé de M2, plus les émissions sont réalisées de façon précoce, plus le dommage climatique engendré s'accroît. En ne prenant en compte que cette dimension du dommage, on doit donc considérer une valeur actuelle de la tonne évitée qui devrait décroître avec le temps jusqu'en 2050 à partir d'une valeur initiale relativement plus élevée que dans la vision découlant de M2. En partant de la valeur la plus élevée proposée pour 2030 par la simulation avec le modèle IMACLIM-R, soit 160 €, l'application du taux de 2,65 % correspondant, sans incertitude ni risque extrême, au scénario irréaliste testé donnerait pour 2008 une valeur de la tonne de CO<sub>2</sub>,eq à 90 €. On peut y voir la borne supérieure des valeurs à proposer à court terme.

Si on considère l'échantillon des valeurs proposées par différents travaux de modélisation (POLES, GEMINI-E3, IMACLIM-R, AIE), on a des valeurs de la tonne de CO<sub>2</sub>,eq qui s'étagent en 2050 de la façon suivante : 120, 200, 339, 682. Cela se traduirait, avec le même taux de 2,65 %, par les valeurs de départ suivantes : 40, 67, 113, 227, à comparer aux 25 € la tonne sur le marché européen de l'ETS pour une livraison en décembre 2008 ou aux 39 € estimés par la Commission européenne pour 2020.

## Conclusions

Trois conclusions peuvent être dégagées des données et réflexions proposées dans cet article. La plus importante est que les recommandations de politique nationale qui pourraient être tirées d'un tableau quantitatif relatif à un problème de bien collectif planétaire dépendent du mode de raisonnement jugé valide pour articuler choix nationaux et évolutions mondiales. Dans le cas du problème climatique, nous avons mis à l'épreuve un cadre de raisonnement reposant sur une articulation à la marge, soit égoïste soit altruiste, et un cadre de raisonnement ayant pour règle un principe d'universalisation désigné comme « kantien ». Seul le dernier a permis de soutenir de façon nette un objectif de Facteur 4 fixé à la nation. Il s'ensuit que seul ce raisonnement kantien est habilité comme cadre d'examen de la trajectoire à viser pour parvenir à l'objectif ou déterminer le profil intertemporel à donner à une valeur du carbone.

Un effet collatéral des conclusions précédentes est d'imposer une modulation de la règle de Hotelling. Aucun des trois modes de raisonnement ne justifie de l'appliquer dans sa version simple au problème climatique : que l'on adopte un mode marginaliste ou universaliste de raisonnement, il n'est pas justifié que la trajectoire de la valeur de la tonne de CO<sub>2</sub>eq à recommander suive une progression au taux d'intérêt d'un marché parfait des capitaux. Cette règle suppose en effet une indifférence aux variations de dommages associées aux variations de trajectoires et ne considère que la dynamique des coûts marginaux d'abattement.

Troisième conclusion, la prise en compte de l'impact des trajectoires d'émission sur les dommages dans un cadre kantien conduit incontestablement à atténuer la règle de Hotelling et donc le taux de progression intertemporelle de la valeur du CO<sub>2</sub>eq, ce qui, pour une même cible finale, plaide pour une valeur initiale du carbone plus élevée que ce que recommanderait l'application simple de cette règle.

Cette conclusion va dans le même sens et se surajoute à nombre d'autres considérations pertinentes pour le choix d'une politique : l'incertitude scientifique sur le problème climatique et la perspective plausible d'évolutions vraiment extrêmes, non prises en compte dans les modélisations existantes ; les inerties et facteurs d'irréversibilité résultant de mécanismes institutionnels, de l'inscription physique de certaines dépendances génératrices d'émissions dans les infrastructures de transport ou les structures urbaines, du poids des routines sur les comportements ou des facultés limitées d'anticipation de nombre d'agents économiques ; les perspectives de progrès technique induit qui, lorsque les anticipations des agents sont bornées à des horizons assez courts, dépendent des prix effectifs à court et moyen terme.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments rendrait très déraisonnable de prendre une valeur initiale faible de la tonne de CO<sub>2</sub> pour lui appliquer ensuite le taux d'actualisation recommandé par le rapport Lebègue. La simple prise en compte de l'impact sur les dommages, qui est au cœur de cet article, conduirait logiquement à recommander de passer de 4 % à 3 %, retrouvant le taux retenu par le rapport de la commission Boiteux en 2001. La prise en compte des autres facteurs devrait conduire à passer de 3 % à 2,5 % comme base de progression d'une valeur initiale qui devrait être significativement relevée par rapport aux prix

de marchés actuels du CO<sub>2</sub> en Europe, qui ne reflètent que de faibles contraintes par rapport à celles qu'il conviendra d'assumer à partir de 2013. L'avis personnel de l'auteur serait le suivant :

- pour tous les projets d'investissement public, tester la robustesse des projets à une valeur initiale comprise entre 30 % et 70 euros, en faisant croître ces valeurs selon deux variantes : l'une à 2,5 %, l'autre à 3 %, en privilégiant le résultat obtenu par le couple (50 euros, 2,5 %);
- s'agissant d'introduire un signal-prix sous la forme d'une taxe sur les GES<sup>1</sup> ou, dans des cas limités, de subventions publiques dans les secteurs non soumis à l'ETS, la recommandation serait d'adopter une valeur initiale de 40 euros, qui irait vers les 64 euros en 2020; les perspectives seraient ouvertes pour les périodes suivantes, toute valeur affichée aujourd'hui ayant de toute façon besoin d'être révisée.

---

1 – Il va de soi que l'introduction d'une telle taxe devrait prendre place au sein d'une réforme fiscale d'ensemble impliquant une réduction d'autres impôts (comme la taxe professionnelle) ou charges (cotisations sociales) ou l'abondement du fonds dédié au financement des retraites.

# Réflexions sur la trajectoire de la valeur socioéconomique du carbone et sur son usage dans le calcul économique

*Joël Maurice*  
*PSE-ENPC*

Juillet 2008

Cette contribution rassemble les éléments de réflexion présentés dans le cadre du groupe de travail présidé par Alain Quinet, qui s'est réuni sous l'égide du Centre d'analyse stratégique et était chargé de formuler des recommandations sur la valeur tutélaire du carbone.

On y aborde successivement deux questions :

- section 1 : peut-on caractériser une trajectoire de la valeur du carbone qui soit optimale d'un point de vue socioéconomique, dans une approche coût/efficacité ?
- section 2 : dans le calcul économique appliqué au choix des investissements publics, le résultat dépend-il de la plus ou moins forte intégration de la valeur tutélaire du carbone dans les prix des combustibles fossiles ?

*Nota* : dans ce qui suit, à l'instar de la plupart des documents européens, on utilisera comme unité la tonne de CO<sub>2</sub> (dioxyde de carbone) plutôt que la tonne de carbone. Rappel : 1 tCO<sub>2</sub> est équivalente à 0,2727 tC et inversement 1 tC est équivalente à 3,667 tCO<sub>2</sub>.

# 1. Trajectoire optimale de la valeur socioéconomique du CO<sub>2</sub>, dans une approche coût/efficacité

On propose le modèle d'équilibre général très simplifié ci-après. Les variables sont définies dans l'encadré 1.

On raisonne en temps discret, à pas annuel, l'année 2008 par exemple étant prise comme origine des temps. On se place à l'échelle planétaire. La population mondiale est  $N_p$ , la main-d'œuvre mondiale est  $L_p$ , on ne fait aucune distinction au sein de ces deux variables exogènes (on pourra relâcher ultérieurement cette extrême simplification).

Il existe un « bien composite », qui sert aussi de numéraire. Il est produit en quantité  $Y_t$  à l'aide de trois facteurs de production : la main-d'œuvre  $L_t$  (il n'y a pas de chômage), un stock de capital productif  $K_t$ , une consommation d'énergie  $X_t$ , ces facteurs étant combinés selon la fonction de production ci-après (où la quatrième variable  $t$  figure l'existence d'un progrès technique) :

$$Y_t = F(L_t, K_t, X_t, t) \quad (1)$$

Cette fonction est supposée à rendement non croissant.

## L'accent est mis sur l'énergie et les émissions

Du côté de l'offre, on distingue plusieurs catégories d'énergie, repérées par l'exposant<sup>1</sup>  $j$ , variant de 1 à  $J$ . On peut imaginer trois interprétations :

- soit simplifier au maximum en retenant seulement deux catégories<sup>2</sup> : les énergies fossiles et les autres énergies (non émettrices de CO<sub>2</sub> d'origine fossile);
- soit distinguer, par exemple, quatre catégories d'énergie : le pétrole (1), le gaz naturel (2), le charbon (3), les « autres énergies » (4);
- soit segmenter plus finement, par exemple en attribuant un numéro à chaque gisement d'énergie carbonée fossile, et aussi – le cas échéant – à chaque sous-catégorie d'énergie non fossile.

1 – L'indice est réservé au temps  $t$ .

2 – Ce sera le cas retenu plus loin, pour tracer le graphique n° 1.



Encadré 1 : Définition des variables

$t$	année à venir, de 0 à $\infty$ ( $t = 0$ à la date 2008)
$Y_t$	production mondiale de « bien composite » (lequel sert de numéraire)
$L_t$	ressource mondiale en main-d'œuvre (tous les travailleurs sont identiques)
$K_t$	stock mondial de capital productif (en début d'année)
$X_t$	consommation mondiale d'énergie, en tep
$X_t^j$	production d'énergie de type $j$ , en tep
$D_t^j(X_t^j, t)$	coût de production de $X_t^j$ (en numéraire)
$a^j$	émissions en tonnes de $\text{CO}_2$ par tep d'énergie de type $j$
$I_t$	investissement entrant dans l'accumulation du capital productif $K$
$\delta$	taux annuel « d'évaporation » du capital productif $K$
$C_t$	consommation mondiale de bien composite des ménages
$N_t$	population mondiale (tous les habitants sont identiques)
$c_t$	consommation de bien composite par habitant
$u(c_t)$	satisfaction individuelle instantanée (fonction d'utilité)
$\alpha$	taux de préférence pour le présent
$\bar{X}^j$	réserves mondiales d'énergie de type $j$ , en tep, existant à la date 0
$Z_t$	masse de $\text{CO}_2$ contenue dans l'atmosphère (en début d'année)
$\zeta$	taux annuel d'absorption du $\text{CO}_2$ par les puits naturels
$\bar{Z}$	plafond assigné à la masse de $\text{CO}_2$ contenue dans l'atmosphère
$\alpha_t$	facteur d'actualisation entre la date $t$ et la date 0
$v_t^{\text{CO}_2}$	valeur socioéconomique du $\text{CO}_2$
$q_t^j$	coût marginal socioéconomique du type $j$ d'énergie
$p_t$	prix de vente de l'énergie aux producteurs de « bien composite »

Chaque catégorie  $j$  d'énergie est produite en quantité  $X_t^j$  et est caractérisée par trois données exogènes :  $a^j$  désigne ses émissions unitaires de  $\text{CO}_2$  d'origine fossile, exprimées en  $\text{tCO}_2/\text{tep}$  (tonnes de  $\text{CO}_2$  par tonne d'équivalent pétrole), avec  $a^j = 0$  pour les « autres énergies » ;  $\bar{X}^j$  désigne les réserves d'énergie<sup>1</sup> de la catégorie  $j$  existant à l'instant 0 dans l'écorce terrestre, la valeur  $\bar{X}^j$  étant considérée comme infiniment grande pour les « autres énergies » ;  $D_t^j(X_t^j, t)$  désigne le coût de production de la quantité  $X_t^j$  : il représente soit une consommation intermédiaire de « bien composite » nécessaire pour produire l'énergie  $j$  (exemple des biocarburants), soit la « consommation annuelle de capital productif<sup>2</sup> » nécessaire pour produire  $X_t^j$  ; ce coût dépend de l'année  $t$  du fait du progrès technique<sup>3</sup>.

1 – Ces réserves sont supposées identifiées et connues sans erreur, avec une anticipation parfaite des technologies d'extraction.

2 – Exemple : amortissement des installations pétrolières ou minières, ou des centrales nucléaires. Mais aussi amortissement de tous les équipements complémentaires à la consommation de l'énergie (exemple : cuisinière à gaz *versus* cuisinière électrique).

3 – En revanche, on néglige la main-d'œuvre directement nécessaire à la production d'énergie, processus essentiellement capitalistique.

Avec les conventions ci-dessus du coût de l'énergie, on peut supposer les différentes formes d'énergie parfaitement substituables entre elles, de sorte que la relation ressources-emplois de l'énergie s'écrit :

$$X_t = \sum_{j=1}^J X_t^j \quad (2)$$

La masse de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère évolue selon la fonction d'accumulation suivante, en appelant  $\zeta$  le taux annuel d'absorption<sup>1</sup> du CO<sub>2</sub> par les « puits naturels de carbone » :

$$Z_{t+1} = (1 - \zeta) \cdot Z_t + \left( \sum_{j=1}^J a^j \cdot X_t^j \right) \quad (3)$$

En supposant le coefficient  $\zeta$  constant<sup>2</sup>, et en procédant par récurrence, on obtient aisément la relation suivante :

$$Z_t = (1 - \zeta)^t \cdot Z_0 + \sum_{u=0}^{t-1} (1 - \zeta)^{t-1-u} \left( \sum_{j=1}^J (a^j \cdot X_u^j) \right) \quad (3')$$

La production mondiale  $Y_t$  du « bien composite » est répartie<sup>3</sup> entre trois utilisations : les besoins de la production mondiale énergétique, l'investissement mondial  $I_t$  nécessaire à la dynamique du capital productif de la fonction (1), la consommation mondiale  $C_t$  des ménages :

$$Y_t = \left[ \sum_{j=1}^J D_t^j (X_t^j, t) \right] + I_t + C_t \Leftrightarrow C_t = Y_t - I_t - \sum_{j=1}^J D_t^j (X) \quad (4)$$

l'investissement  $I_t$  étant donné par la fonction d'accumulation du capital production suivante, où  $\delta$  est le taux annuel d'usure (ou « évaporation ») du capital :

$$I_t = K_{t+1} - (1 - \delta) \cdot K_t \quad (5)$$

La consommation par habitant est :

$$c_t = \frac{C_t}{N_t} \quad (6)$$

La satisfaction instantanée ressentie par chaque habitant est donnée par la fonction d'utilité suivante :  $u(c_t)$ , supposée stable dans le temps, croissante en fonction de  $c_t$  (l'utilité marginale  $u'(c_t)$  est positive), mais d'utilité marginale décroissante en fonction de  $c_t$  ( $u''(c_t)$  est négative).

La fonction d'utilité collective intertemporelle est supposée donnée par la relation suivante, dans laquelle  $\alpha$  est le taux de préférence absolue pour le présent (valeur faible<sup>4</sup>, comprise par exemple entre 0 et 1 %) :

$$\Omega = \sum_{t=0}^{\infty} \frac{N_t \cdot u(c_t)}{(1 + \alpha)^t} \quad (7)$$

On suppose maintenant que l'on cherche à **maximiser l'utilité collective intertemporelle** (7) sous les trois types de contraintes ci-après.

1 – On fait ici abstraction d'une éventuelle capture et séquestration artificielle du carbone.

2 – Selon les scientifiques, la loi physique est beaucoup plus complexe et comporte des risques d'instabilité.

3 – Comme dans les modèles à la Ramsey-Solow.

4 – Voir par exemple Lebègue D. (2005), *Le prix du temps et la décision publique*, Commissariat général du Plan, Paris, La Documentation française ; ou Guesnerie R. (2004), « Calcul économique et développement durable », *La Revue économique*.

- **Première contrainte** : toutes les quantités d'énergie utilisées sont positives ou nulles (on ne stocke pas sous une certaine forme l'énergie produite sous une autre forme) :

$$X_t^j \geq 0 \tag{8}$$

À cette contrainte est associé un multiplicateur  $\beta_t^j$ , qui est nul si la contrainte (8) n'est pas serrée (cas notamment des « autres énergies »), mais qui est positif<sup>1</sup> si la contrainte (8) est serrée.

- **Deuxième contrainte** : pour chaque catégorie d'énergie  $J$ , la consommation cumulée ne peut excéder les réserves :

$$\bar{X}^j - \sum_{t=0}^{\infty} X_t^j \geq 0 \tag{9}$$

À cette contrainte est associé un multiplicateur  $\gamma^j$ , qui est nul si la contrainte (9) n'est pas serrée (cas notamment des « autres énergies »), mais qui est positif<sup>2</sup> si la contrainte (9) est serrée.

- **Troisième contrainte** : la masse de  $\text{CO}_2$  dans l'atmosphère  $Z_t$ , donnée par (3'), ne doit pas dépasser un plafond  $\bar{Z}$ . Il s'agit là d'une contrainte quantitative supposée décidée par un accord mondial, par exemple sur la base des recommandations du GIEC (par exemple du scénario 1, recommandant de ne pas dépasser la teneur de 400 ppm de  $\text{CO}_2$ ). Cette contrainte s'écrit :

$$\bar{Z} - Z_t \geq 0 \tag{10}$$

À cette contrainte est associé un multiplicateur  $\theta_t$ , qui est nul si la contrainte (10) n'est pas serrée, mais qui est positif<sup>3</sup> si la contrainte (10) est serrée.

*Nota* : le processus de maximisation sous contrainte considéré relève de l'approche coût/efficacité. Une approche coûts/avantages nécessiterait une autre formulation : la fonction d'utilité instantanée devrait comprendre une expression des dommages, qui eux-mêmes devraient être exprimés en fonction de la teneur en  $\text{CO}_2$  de l'atmosphère<sup>4</sup>.

## Lagrangien

La maximisation de l'utilité collective intertemporelle sous les contraintes ci-dessus conduit à considérer le Lagrangien  $\Lambda$  suivant :

$$\begin{aligned} \Lambda = & \sum_{t=0}^{\infty} \frac{1}{(1+\alpha)^t} \cdot \left[ N_t \cdot u(c_t) + \sum_{j=1}^J \beta_t^j \cdot X_t^j \right] + \sum_{j=1}^J \gamma^j \cdot \left[ \bar{X}^j - \sum_{t=0}^{\infty} X_t^j \right] + \dots \\ & \dots + \sum_{t=0}^{\infty} \theta_t \cdot \left( \bar{Z} - (1-\zeta)^t \cdot Z_0 - \sum_{u=0}^{t-1} (1-\zeta)^{t-1-u} \cdot \sum_{j=1}^J a^j \cdot X_u^j \right) \end{aligned} \tag{11}$$

Les variables de commande sont les  $X_t^j$  (sur lesquelles on se concentrera principalement) et les  $K_t$  (sur lesquelles on reviendra accessoirement). Mais on attachera une importance particulière aux multiplicateurs  $\beta_t^j$ ,  $\gamma^j$ , et  $\theta_t$ , tout spécialement.

1 – Ou nul, mais cette occurrence est exceptionnelle.

2 – Ou nul, mais cette occurrence est exceptionnelle.

3 – Ou nul, mais cette occurrence est exceptionnelle.

4 – Voir notamment la contribution de Katheline Schubert.

En annulant les dérivées partielles du Lagrangien par rapport aux variables de commande et aux multiplicateurs, on obtient un système qui constitue les conditions du premier ordre de l'optimum sous contraintes. Commençons par les conditions concernant l'énergie.

### Condition du premier ordre relative à la consommation

**d'énergie**  $X_t^j : \frac{\partial \Lambda}{\partial X_t^j} = 0$

Des calculs simples donnent :

$$\frac{1}{(1+\alpha)^t} \cdot u'(c_t) \cdot \left[ \frac{\partial F_t}{\partial X_t^j} - \frac{\partial D_t^j}{\partial X_t^j} + \beta_t^j \right] = \gamma^j + a^j \cdot \left[ \sum_{u=t}^{\infty} \theta_u \cdot (1-\zeta)^{u-t} \right]$$

Cette expression peut, en introduisant le facteur d'actualisation  $\alpha_t$  dont la définition est rappelée dans l'encadré 2, s'exprimer sous la forme suivante :

$$\frac{\partial F_t}{\partial X_t^j} = \frac{\partial D_t^j}{\partial X_t^j} + \gamma^j \cdot \alpha^t + a^j \cdot \alpha^t \cdot \frac{\sum_{u=t}^{\infty} \theta_u \cdot (1-\zeta)^u}{(1-\zeta)^t} - \beta_t^j \quad (12)$$

#### Encadré 2 : Facteur d'actualisation (rappel)

Le consommateur est prêt à échanger 1 unité de compte (numéraire) à l'instant 0 contre  $\alpha_t$  unités de compte à l'instant  $t$  si et seulement si :

$$-u'(c_0) + \alpha_t \cdot \frac{u'(c_t)}{(1+\alpha)^t} = 0 \Leftrightarrow \alpha_t = (1+\alpha)^t \cdot \frac{u'(c_0)}{u'(c_t)}$$

Inversement, 1 unité de compte (numéraire) de la date  $t$  est équivalente à  $\frac{1}{\alpha_t}$  unité de compte de la date 0.

Si  $c_t$  croissait continûment – notamment sous l'effet du progrès technique –, alors  $u'(c_t)$  serait de plus en plus petit. Il est dès lors clair que  $\alpha_t$  serait de plus en plus grand au fil du temps.

Sans perte de généralité on peut en outre poser  $u'(c_0) = 1$

Pour exprimer la condition (12) sous une forme plus lisible, introduisons les deux variables nouvelles suivantes, appelées provisoirement « critères », dont la signification sera précisée plus loin :

Critère  $v_t^{CO_2} = \Theta_t \cdot \frac{\alpha^t}{(1-\zeta)^t}$  avec  $\Theta_t = \sum_{u=t}^{\infty} \theta_u \cdot (1-\zeta)^u$  (13)

Critère  $q_t^j = \frac{\partial D_t^j}{\partial X_t^j} + \gamma^j \cdot \alpha_t + a^j \cdot v_t^{CO_2}$  (14)

La condition (12) s'écrit alors :

$$\frac{\partial F_t}{\partial X_t^j} = q_t^j - \beta_t^j \quad (15)$$

### Critère $q_t^j$ et utilisation des différents types d'énergie

Dans l'expression de la condition (15) relative à l'optimum sous contraintes, le premier membre représente la productivité marginale de l'énergie dans le processus de production du « bien composite » ; il est commun à tous les types d'énergie – compte tenu de l'hypothèse de substituabilité parfaite. Le second membre en revanche est propre à chaque type d'énergie  $j$ .

Considérons d'abord un type particulier  $h$  d'énergie et supposons-le effectivement utilisé à la date  $t$ , ce qui implique  $X_t^h > 0$  et par conséquent  $\beta_t^h = 0$ . La condition (15) donne :

$$\frac{\partial F_t}{\partial X_t} = q_t^h \tag{16}$$

Considérons maintenant un deuxième type particulier  $k$  d'énergie.

Supposons-le d'abord lui aussi effectivement utilisé à la date  $t$ , ce qui implique  $X_t^k > 0$  et par conséquent  $\beta_t^k = 0$ . La condition (15) donne :

$$\frac{\partial F_t}{\partial X_t} = q_t^k \text{ et par suite } q_t^k = q_t^h \tag{16.1}$$

Supposons au contraire que le type  $k$  d'énergie ne soit pas utilisé à la date  $t$  (cela ne résultant pas d'un épuisement préalable de la réserve  $\bar{X}^k$ ). On a alors par hypothèse  $X_t^k = 0$ , ce qui implique<sup>1</sup>  $\beta_t^k > 0$ . La condition (15) donne :

$$\frac{\partial F_t}{\partial X_t} = q_t^k - \beta_t^k \text{ et par suite } q_t^k - \beta_t^k = q_t^h, \text{ équivalent}^2 \text{ à } q_t^k > q_t^h \tag{16.2}$$

Ainsi, si deux formes d'énergies sont utilisées simultanément à la date  $t$ , elles possèdent à cette date une même valeur du critère  $q$ , égale à la productivité marginale de l'énergie dans le processus de production du « bien composite ».

Si en revanche un type d'énergie n'est pas utilisé à la date  $t$ , son critère  $q$  prend à cette date une valeur supérieure à la productivité marginale de l'énergie dans le processus de production du « bien composite ».

En utilisant ces propriétés, il serait possible d'approfondir les réflexions sur l'ordre dans lequel il conviendrait, pour atteindre l'optimum collectif intertemporel sous contraintes, d'exploiter les différents types d'énergie – ou les différents gisements<sup>3</sup>. Mais cela nous éloignerait de l'objet principal de la présente contribution, qui nous conduit maintenant à examiner l'évolution du critère  $v_t^{CO_2}$ , défini par la relation (13).

### Évolution du critère $v_t^{CO_2}$ : existence de trois périodes

Considérons la contrainte (10) de plafonnement de la masse de  $CO_2$  dans l'atmosphère, au regard de la situation concrète.

- À la date 0, la contrainte n'est pas encore saturée :  $\bar{Z} - Z_0 > 0$ , donc  $\theta_0 = 0$ . Mais les émissions sont supérieures à l'absorption par les puits, donc l'écart

1 – Ou, exceptionnellement,  $\beta_t^j = 0$

2 – Ou, exceptionnellement,  $q_t^k = q_t^j$

3 – Citons aussi à ce propos les travaux de U. Chakravorty et M. Moreaux.

se resserre et la concentration devrait atteindre le plafond assigné  $\bar{Z}$  à une certaine date  $T_1$  – d’autant plus proche que le plafond  $\bar{Z}$  est plus restrictif. Tant que  $0 \leq t < T_1$ , on a donc  $\theta_t = 0$ .

- À partir de la date  $T_1$ , la concentration est maintenue à son plafond si et seulement si les émissions de  $\text{CO}_2$  sont constamment égales à l’absorption par les puits naturels, ce qui implique :

$$\zeta \cdot \bar{Z} - \sum_{j=1}^J a^j \cdot X_t^j = 0 \quad (17)$$

Tant que (17) est vérifiée, on a donc<sup>1</sup>  $\theta_t > 0$

- Enfin, on peut penser qu’à partir d’une certaine date  $T_2$ , les émissions de  $\text{CO}_2$  d’origine fossile redeviendront inférieures à la capacité d’absorption des puits naturels, parce que pour le niveau de critère  $q$  atteint la demande d’énergies sera principalement satisfaite par les « autres énergies », les énergies carbonées fossiles ne représentant plus qu’une part de marché résiduelle et en cours de résorption. Pour  $T_2 < t$ , on aura donc de nouveau  $\theta_t > 0$ .

Dans ces conditions, au sein de la relation (13) définissant le critère  $v_t^{\text{CO}_2}$ , le facteur  $\Theta_t$  prend les trois formes successives ci-après.

- Période  $0 \leq t < T_1$  :  $\Theta_t$  prend quel que soit  $t$  la valeur constante

$$\Theta = \sum_{u=T_1}^{T_2} \theta_u \cdot (1 - \zeta)^u \quad (18)$$

- Période  $T_1 \leq t < T_2$  :  $\Theta_t = \sum_{u=t}^{T_2} \theta_u \cdot (1 - \zeta)^u$  décroît de la valeur  $\Theta$  (lorsque  $t = T_1$ ) à la valeur 0 (lorsque  $t = T_2$ )
- Période  $T_2 \leq t$  :  $\Theta_t = 0$

Ces résultats et ceux qui précèdent constituent des éléments utiles lorsqu’on cherche à décentraliser l’optimum collectif intertemporel sous contraintes, ce que nous allons faire ci-après.

## Décentralisation de l’optimum collectif intertemporel sous contraintes

Dans une économie décentralisée où les producteurs de « bien composite » seraient très nombreux et en situation concurrentielle<sup>2</sup>, chacun d’eux pour maximiser son profit serait amené à utiliser les facteurs de production en quantités telles que leur productivité marginale soit égale à leur prix réel<sup>3</sup>.

Pour conduire de façon décentralisée à l’optimum, il devrait donc notamment y avoir égalité entre, d’une part, la productivité marginale de l’énergie dans le processus de production du « bien composite » et, d’autre part, le prix de vente  $p_t$  de l’énergie, prix qui s’appliquerait à tous les types d’énergie  $j$  effectivement utilisés à l’instant  $t$ .

1 – Ou, exceptionnellement,  $\theta_t = 0$ .

2 – La fonction de production (10) ayant été supposée à rendement non croissant.

3 – Le bien composite jouant par hypothèse le rôle de numéraire.

La condition de décentralisation concernant l'énergie de type  $j$  s'obtient donc en transcrivant les équations (15) sous la forme :

$$p_t = q_t^j - \beta_t^j \quad (19)$$

Pour tout type  $j$  d'énergie effectivement utilisé<sup>1</sup> à la date  $t$ , il doit donc y avoir égalité entre le prix de vente de l'énergie  $p_t$  et le critère  $q_t^j$ . Or revenons à la définition de ce dernier :

$$q_t^j = \frac{\partial D_t^j}{\partial X_t^j} + \gamma^j \cdot \alpha_t + a^j \cdot v_t^{CO_2} \quad (14)$$

Le critère peut alors s'analyser comme la somme de trois composantes.

- La première composante  $\frac{\partial D_t^j}{\partial X_t^j}$  est le **coût marginal de production de l'énergie de type  $j$** , l'année  $t$ .
- La deuxième composante  $\gamma^j \cdot \alpha_t$  est positive si et seulement si le multiplicateur  $\gamma^j$  est positif, c'est-à-dire si l'énergie de type  $j$  est entièrement consommée au cours du temps. Elle s'analyse comme une **rente de rareté**. Elle vaut  $\gamma^j$  à la date 0 puis croît avec le temps comme le facteur d'actualisation : on retrouve ici la **règle de Hotelling**.
- La troisième composante s'obtient en multipliant<sup>2</sup>  $a_j$ , c'est-à-dire l'émission de CO<sub>2</sub> par tep d'énergie de type  $j$  utilisée (nulle pour les « autres énergies »), par le critère  $v_t^{CO_2}$ , qui est lié au plafonnement de la masse de CO<sub>2</sub> présente dans l'atmosphère. En ce sens, ce critère  $v_t^{CO_2}$  peut être dénommé « **valeur socioéconomique du CO<sub>2</sub>** ». Selon l'étude d'évolution effectuée ci-dessus, pendant la première période  $0 \leq t \leq T_1$  (concentration atmosphérique inférieure au plafond assigné  $\bar{Z}$ ) cette valeur vaut  $v_t^{CO_2} = \Theta \cdot \frac{\alpha_t}{(1-\zeta)^t}$  : elle vaut  $\Theta$  à la date 0 puis elle **augmente** « à la Hotelling<sup>3</sup> », mais (un peu) plus rapidement que le facteur d'actualisation  $\alpha_t$ , le coefficient  $\zeta$  d'absorption par les puits naturels introduisant un (petit) effet accélérateur. Pendant la deuxième période  $T_1 \leq t \leq T_2$ , la valeur  $v_t^{CO_2}$  devrait être **ramenée progressivement vers 0**. Pendant la troisième période,  $T_2 \leq t$ ,  $v_t^{CO_2}$  devrait être **constamment nulle**.

## Internalisation des contraintes dans le prix de vente de l'énergie de type $j$

Ces trois composantes du critère  $q_t^j$  – lequel doit être égal au prix de vente  $p_t$  de l'énergie – diffèrent par leur contenu informationnel et leur mécanisme d'incorporation.

- Le coût marginal est connu directement par le producteur (qui bénéficie sur ce point d'une asymétrie d'information). Le marché est (seul) à même de faire émerger cette composante.

1 – Ce qui, rappelons-le, implique  $X_t^j > 0$ , donc  $\beta_t^j = 0$ .

2 – Rappelons que  $a_j = 0$  pour les « autres énergies ».

3 – On peut retrouver ce résultat par un raisonnement simple, en comparant le renoncement à une tonne de CO<sub>2</sub> à l'instant 0, compensée par l'émission à l'instant  $t$  de  $(1-\zeta)^t$  tonnes de CO<sub>2</sub>, les deux opérations étant équivalentes si elles ont le même prix actualisé.

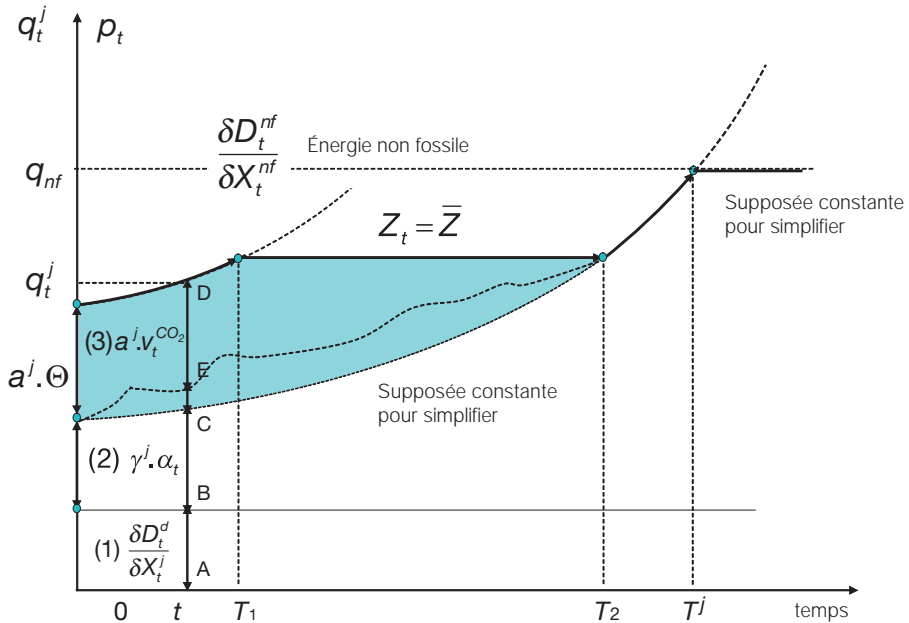
- La rente de rareté dépend de la réserve  $\bar{X}^j$ , mais aussi du marché financier. Or on peut douter que celui-ci soit parfait et permette dans ce domaine énergétique des échanges à long terme à un taux d'intérêt pertinent. Si on admet néanmoins cette dernière hypothèse, on peut considérer que cette deuxième composante, comme la première, est accessible par le libre jeu des mécanismes de marché.
- En revanche,  $v_t^{CO_2}$  « valeur socioéconomique du  $CO_2$  », étant la contrepartie d'une contrainte discrétionnaire assignée par un accord (politique) mondial, est extérieure aux relations d'échange entre vendeurs et acheteurs d'énergie et doit donc être internalisée par une intervention hors marché. Elle constitue en quelque sorte un **péage**, qu'il faut ajouter aux deux premières composantes issues du marché.

Sur ces bases, nous proposons de dénommer le critère  $q_t^j$  « **coût marginal socioéconomique** » de l'énergie de type  $j$ .

### Représentation graphique

Le graphique n° 1 est établi dans le cas très simplifié distinguant seulement deux types d'énergie : l'énergie fossile  $j$  et l'énergie non fossile  $h$ . Le coût marginal de production est en outre supposé constant pour l'un et l'autre, mais plus faible pour l'énergie fossile.

Graphique n° 1





Le coût marginal socioéconomique  $q_t^j$  comprend trois composantes :

- le coût marginal de production : segment AB ;
- la rente de rareté : segment BC ;
- le péage proportionnel à  $v_t^{CO_2}$  (valeur socioéconomique du  $CO_2$ ) : segment CD.

La rente de rareté vaut  $\gamma^j$  à la date 0, augmente selon la règle de Hotelling (comme le facteur d'actualisation), jusqu'à la date  $T^j$  où  $q_t^j$  devient supérieur au  $q_t^h$ ;  $T^j$  est la date d'épuisement des réserves  $\bar{X}^j$  d'énergie fossile.

Le péage proportionnel<sup>1</sup> à  $v_t^{CO_2}$ , qui vaut  $\Theta$  à la date 0, augmente « à la Hotelling » (un peu plus vite que le facteur d'actualisation) jusqu'à la date  $T_1$  où la masse de  $CO_2$  dans l'atmosphère atteint le plafond  $\bar{Z}$ , puis revient progressivement vers 0, valeur qu'il conserve au-delà de la date  $T_2$ .

Le péage peut être prélevé par les pays consommateurs totalement (segment CD) ou partiellement (segment ED), dans le cas où les pays producteurs en prélèveraient une part à la source (segment CE). On y reviendra.

### Autres conditions du premier ordre de l'optimisation sous contraintes

Revenons au Lagrangien. Au sein du système des conditions du premier ordre relatives à l'optimisation sous contraintes, on a examiné jusqu'ici seulement les conditions relatives à l'énergie. Citons, pour mémoire, les autres conditions :

- condition du premier ordre relative au capital productif :  $\frac{\partial \Lambda}{\partial K_t} = 0$

On obtient la relation suivante, classique dans les modèles de croissance optimale :

$$F'(K_t, t) + (1 - \delta) = (1 + \alpha) \cdot \frac{u'(c_{t-1})}{u'(c_t)} \quad (20)$$

- conditions du premier ordre relatives aux multiplicateurs de Lagrange : on écrit que chaque contrainte correspondante est serrée (sinon, le multiplicateur est nul).

Il serait indispensable d'écrire le système complet si l'on voulait calculer chacune des inconnues : notamment  $X_t^j$ ,  $Y_t$ ,  $c_t$ , mais aussi<sup>2</sup>  $\gamma^j$ ,  $\Theta$ ,  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T^j$ , indispensables au calcul de  $v_t^{CO_2}$  et de  $q_t^j$ . Tous les résultats dépendraient notamment des coefficients  $b_j$  et des réserves  $\bar{X}^j$  ainsi que de la forme des fonctions  $u(\cdot)$ ,  $F(\cdot)$  et des fonctions de coût  $D_t^j(\cdot)$ . Mais un tel calcul excéderait largement l'objet de la présente contribution<sup>3</sup>.

1 - Coefficient de proportionnalité :  $a^j$ , tonnes de  $CO_2$  par tep d'énergie de type  $j$ .

2 - En toute rigueur, le calcul complet déterminerait aussi le facteur d'actualisation  $\alpha_t$ , mais il paraît préférable d'utiliser la valeur de  $\alpha$ , découlant du rapport Lebègue (2005) relatif au taux d'actualisation, qui est déterminé à partir de considérations plus larges que le seul point de vue du changement climatique. Réf. : Commissariat général du Plan (2005), *Le prix du temps et la décision publique*, Paris, La Documentation française.

3 - Voir les travaux précités de U. Chakravorty et M. Moreaux. Voir aussi la contribution de Katheline Schubert, qui indique notamment que la date  $T_1$  est postérieure à 2050 et que donc, jusqu'à cette dernière date, la valeur socioéconomique du  $CO_2$  évolue « à la Hotelling », sur la base de la valeur initiale  $\Theta$ , dont elle donne une estimation ( $\mu_t/c$ ). Les travaux de modélisation effectués pour le groupe de travail sont également très utiles ; ils ne procèdent pas d'une démarche de contrôle optimal, mais ont apporté un éclairage essentiel pour l'estimation numérique de la trajectoire de la valeur socioéconomique  $v_t^{CO_2}$ .

En revanche, il paraît utile de revenir sur les conditions de décentralisation de l'optimum.

## Condition de recyclage des profits et des recettes du « péage »

Pour atteindre de façon décentralisée l'optimum collectif intertemporel sous contraintes, il faut que les prix prennent les valeurs appropriées qui viennent d'être étudiées. Si tel est le cas, alors les différents types d'énergie offriront les quantités appropriées, le « bien composite » sera produit en quantité appropriée, et en particulier la quantité de « bien composite » disponible pour la consommation des ménages atteindra le maximum compatible avec les contraintes, notamment avec le plafonnement de la masse de CO<sub>2</sub> présente dans l'atmosphère.

Mais connaître les bons prix, internalisant correctement les contraintes, ne suffit pas pour décentraliser l'optimum collectif intertemporel sous contraintes. Une condition complémentaire<sup>1</sup> est que les ménages puissent consommer la quantité appropriée, c'est-à-dire qu'ils disposent d'un revenu égal<sup>2</sup> à cette quantité. Or pour cela, il est indispensable, d'un point de vue purement comptable, que leurs revenus directs d'activité<sup>3</sup> soient complétés par des transferts<sup>4</sup> égaux d'une part aux profits des entreprises<sup>5</sup>, d'autre part aux recettes résultant du « péage » représentant la valeur socioéconomique du CO<sub>2</sub>.

Cette condition relative aux transferts, qui vaut pour le modèle simpliste considéré ici où aucune distinction n'est établie au sein de la population ou de la main-d'œuvre, se retrouverait et prendrait une importance encore plus grande dans un modèle plus élaboré où plusieurs catégories seraient introduites, avec – à l'instar du deuxième théorème du bien-être – des objectifs en termes de satisfaction relative. Un tel modèle permettrait, en fonction des objectifs inter-catégoriels visés, de répartir notamment les recettes du « péage » entre pays si l'on se place à l'échelle mondiale, entre les catégories sociales si on se place à l'échelle d'un pays.

## Qui prélèvera le péage ?

Or si la théorie établit que, pour décentraliser l'optimum intertemporel sous contraintes, il faut notamment internaliser un péage  $v_t^{CO_2}$  en sus du prix « du marché » des énergies fossiles, elle ne dit rien sur la question de savoir comment et par qui ce péage devrait être instauré.

Comment ? Il peut s'agir en principe indifféremment d'une taxe<sup>6</sup> ou de l'attribution de permis contingentés échangeables. À noter cependant que s'il

1 – Condition bien connue du second « théorème du bien-être », qui se transpose au cas de l'optimum sous contraintes considéré ici.

2 – Du fait que le bien composite sert aussi de numéraire.

3 – Ici, pour simplifier, les salaires.

4 – Transferts forfaitaires.

5 – Ces profits proviennent d'une part de l'hypothèse de rendements non croissants, d'autre part (pour les énergies fossiles) de la rente de rareté.

6 – Le réchauffement climatique étant un phénomène planétaire, appréhendé en tant que tel dans le modèle « mondial » très schématique examiné dans la présente contribution, cette taxe ou cette distribution de permis devrait en principe être instituée de façon cohérente à l'échelle planétaire, sous l'égide d'une autorité mondiale, ce qui n'exclut pas que les États soient mandatés pour la mettre en œuvre.

s'agit de permis, les recettes ne sont publiques et ne peuvent être transférées aux ménages que si ces permis sont vendus aux enchères par la puissance publique.

Par qui? Les pays utilisateurs de l'énergie fossile sont certainement candidats pour mettre en place le péage, mais les pays producteurs de ces énergies peuvent aussi vouloir en prélever tout ou partie. Un jeu stratégique est donc susceptible de se dérouler entre les uns et les autres<sup>1</sup>. Sur le graphique n° 1, on a représenté un partage fluctuant et incertain du péage entre les deux protagonistes.

Si jeu il y avait, on peut imaginer qu'il aboutirait à un équilibre de Nash, quelque part entre 0 et 100 %. Dans ce cas, les pays utilisateurs ne seraient pas certains de pouvoir récupérer la totalité du péage égal à  $V_t^{CO_2}$  – « valeur socioéconomique du CO<sub>2</sub> » définie ci-dessus en (13). Ils ne pourraient donc pas procéder eux-mêmes au recyclage de la totalité des recettes issues de cette valeur. Le recyclage complémentaire serait à réaliser par les pays producteurs, selon leurs propres critères.

L'enjeu de l'appropriation du péage peut donc sensiblement affecter le recyclage des recettes du péage vers les pays ou les catégories sociales qui en auraient le plus besoin.

## 2. Regard sur le calcul économique

### L'investissement optimal dépend-il du degré d'internalisation de la valeur tutélaire du CO<sub>2</sub> dans le prix des énergies fossiles ?

Dans ce qui suit,  $V$  désigne la valeur « tutélaire » du CO<sub>2</sub> adoptée par les pouvoirs publics et notifiée, par exemple, dans l'instruction-cadre qui prescrit les modalités du calcul économique applicable au choix des investissements d'infrastructures de transport. Cette valeur tutélaire  $V$  coïnciderait avec la valeur socioéconomique  $V_t^{CO_2}$  considérée ci-dessus si sa détermination suivait la démarche présentée dans la section 1 de la présente contribution. Mais la valeur tutélaire  $V$  peut, plus vraisemblablement, résulter d'un arbitrage entre de nombreuses autres considérations<sup>2</sup>.

On se propose d'examiner maintenant la question, qui est souvent posée, de savoir comment il convient d'utiliser la valeur tutélaire du CO<sub>2</sub> dans le calcul économique appliqué au choix des investissements publics, notamment – pour reprendre le cas précité – en matière d'infrastructures de transport. En effet, dans le calcul du bénéfice socioéconomique d'un projet de ce type, une internalisation (totale ou partielle) de la valeur tutélaire du CO<sub>2</sub> dans le prix de vente des carburants exercerait deux effets jouant en sens opposés. D'un côté, une

1 – Voir Domergue S. (2008), « Réflexions sur les interactions stratégiques entre producteurs et consommateurs d'énergie fossile dans un contexte de lutte contre le changement climatique (Analyse statique en équilibre partiel) », *miméo*, mars.

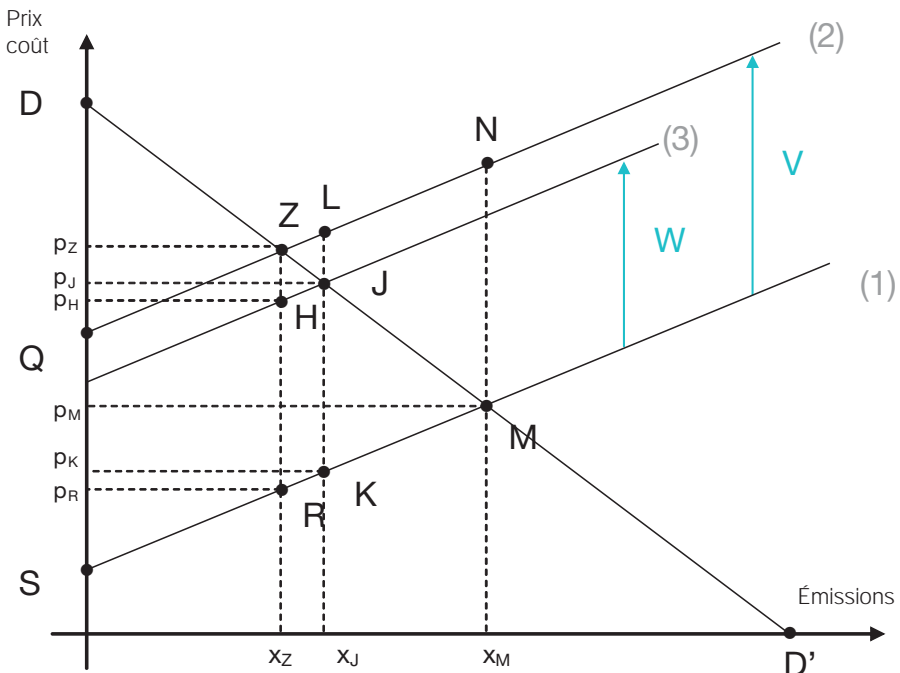
2 – Fort légitimes.

telle internalisation, en augmentant le prix de vente des carburants, induirait (certes avec une élasticité faible) une diminution de trafic, qui tendrait à réduire la dimension optimale du projet. Mais de leur côté, les émissions de  $\text{CO}_2$  liées au projet seraient réduites. Or le bénéfice socioéconomique incorpore un terme correctif négatif, dont le montant s'obtient en multipliant les émissions de  $\text{CO}_2$  par  $V$ ; ce montant se trouverait donc lui aussi diminué. Mais quel serait le solde de ces deux diminutions ? Si solde il y a, la taille optimale du projet est-elle finalement fonction du degré d'internalisation de la valeur tutélaire du  $\text{CO}_2$  dans le prix des carburants ?

Pour examiner cette question, on propose ici une représentation très simple recourant à l'analyse du surplus économique « à la Dupuit ».

Soit un projet procurant un surplus économique collectif, qu'il s'agit de maximiser. Sur le graphique n° 2, on porte en abscisse les quantités  $x$  d'énergies fossiles consommées par le projet, qui engendrent des émissions de  $\text{CO}_2$  proportionnelles; on porte en ordonnée les prix ou les coûts associés à cette consommation. Les courbes sont assimilées à des droites pour faciliter la lisibilité. La courbe  $DD'$  représente la demande en fonction du prix de vente au consommateur. La courbe (1) représente l'évolution du coût de production de la dernière unité d'énergie consommée (coût marginal), avant toute prise en compte de la valeur tutélaire applicable aux émissions de  $\text{CO}_2$ .

Graphique n° 2



Source : Joël Maurice

*Cas a) : absence de toute internalisation de la valeur tutélaire du CO<sub>2</sub> dans le prix de vente des carburants*

Supposons (on y reviendra) le marché concurrentiel, c'est-à-dire le prix de vente égal au coût marginal. Autrement dit, la courbe (1) est la courbe d'offre.

L'équilibre de marché concurrentiel entre offre et demande est figuré par le point *M*. Il lui correspond les quantités  $x_M$  et le prix  $p_M$

Le « surplus collectif de marché concurrentiel » est représenté par l'aire *SDM*.

Ce « surplus collectif de marché concurrentiel » comprend deux composantes : le surplus des consommateurs représenté par l'aire  $P_MDM$ ; le surplus des producteurs représenté par l'aire  $S_pMM$ .

*Correction pour prendre en compte les émissions de CO<sub>2</sub>*

Cependant, pour obtenir le « surplus collectif socioéconomique », il y a lieu<sup>1</sup> de corriger le « surplus collectif de marché concurrentiel » en lui retirant la « valorisation des émissions du projet », c'est-à-dire le produit ( $V \cdot x_M$ ) du volume  $x_M$  des émissions de CO<sub>2</sub> par la valeur tutélaire *V* du CO<sub>2</sub>.

Sur le graphique n° 2, considérons la courbe (2) déduite de la courbe (1) par une translation verticale d'amplitude *V*. Le montant de la correction ( $V \cdot x_M$ ) est alors représenté par l'aire *QSMN*.

La représentation du « surplus collectif socioéconomique » s'obtient alors en faisant la somme algébrique de deux aires : l'aire *SDM* « surplus collectif de marché concurrentiel » (affectée d'un signe +) et l'aire *QSMN* « valorisation des émissions » (affectée d'un signe -).

En supprimant sur la figure les zones communes, on parvient à une représentation du « surplus collectif socioéconomique » constituée de deux composantes disjointes : l'aire *QDZ* (affectée d'une ligne +) et l'aire *MNZ* (affectée d'un signe -).

*Recherche de la variante optimale*

La mise en œuvre pertinente du calcul économique requiert de rechercher la taille optimale du projet, c'est-à-dire la variante qui maximise le « surplus collectif socioéconomique ».

Cette démarche de maximisation conduirait alors le décideur public à substituer<sup>2</sup> à la variante *M* la variante *Z*.

Dans ce cas, la consommation d'énergie fossile serait égale à  $x_Z$ . Le « surplus collectif socioéconomique maximum » serait égal à l'aire *QDZ*.

*Analyse du surplus socioéconomique maximum QDZ*

Étant égal au coût marginal pour la consommation  $x_Z$ , le prix de vente serait  $P_R$  (voir graphique n° 2). Dans ces conditions, le surplus des consommateurs serait représenté par l'aire  $P_RDZR$  et le surplus des producteurs par l'aire  $SP_RR$ ; le surplus collectif « marchand » qui en est la somme serait donc l'aire *SDZR*.

1 – Conformément à l'instruction-cadre susmentionnée.

2 – Le maximum est atteint en annulant l'aire négative *MZN* sans amputer l'aire positive *QDZ*.

La correction introduite par les pouvoirs publics, à savoir  $(V, x_z)$ , serait égale à l'aire  $QSRZ$ . Le « surplus collectif socioéconomique » serait bien représenté par l'aire  $QDZ$ .

À noter que le choix du dimensionnement socioéconomiquement optimal  $x_z$  du projet serait dans ce cas le fait d'une décision publique « tutélaire » et non du libre jeu du marché (qui aurait conduit « spontanément » à la variante  $x_M$ ). La limitation des émissions serait ainsi obtenue par un dimensionnement restrictif des infrastructures, décidé par la puissance publique.

*Cas b) où la valeur tutélaire  $V$  du  $CO_2$  serait entièrement internalisée dans le prix*

Supposons maintenant que la valeur tutélaire  $V$  du  $CO_2$  soit entièrement internalisée dans le prix, par une taxe instaurée par la puissance publique.

Le prix de vente serait alors égal au coût marginal (le marché est toujours supposé concurrentiel) augmenté de la taxe  $V$ . La courbe d'offre TTC serait la courbe (2).

L'équilibre entre offre (2) et demande  $DD'$  se réaliserait au point  $Z$ , comme dans le cas « corrigé » précédent. Mais cette dimension optimale résulterait ici directement de l'équilibre entre l'offre et la demande et non d'un dimensionnement discrétionnairement restrictif du projet par la puissance publique. Il y aurait donc **décentralisation de l'optimum socioéconomique**.

La décomposition du surplus serait toutefois différente. Le prix de vente serait  $P_z$  et le coût marginal serait  $P_R = P_z - V$ . Le surplus des producteurs (que l'on suppose toujours en situation concurrentielle) serait représenté par l'aire  $SP_RR$ , comme précédemment. Mais le surplus des consommateurs serait maintenant représenté par l'aire  $P_zDZ$ , plus petite que précédemment : la différence, égale à l'aire  $P_RP_zZR$ , constitue le surplus de la puissance publique (qui perçoit la taxe). Ce surplus  $P_RP_zZR$  (affecté du signe +) est l'exacte contrepartie de la valorisation des émissions  $(V, x_z)$  (affectée du signe -). Or l'aire  $P_RP_zZR$  a la même surface que l'aire  $SQZR$ . En supprimant sur la figure les aires communes, on vérifie que le surplus socioéconomique serait bien représenté par l'aire  $QDZ$ .

Rappelons incidemment qu'à l'optimum tant le surplus des producteurs que celui de la puissance publique doivent *in fine* être recyclés sous forme de transferts<sup>1</sup> aux consommateurs.

*Cas c) où la valeur tutélaire  $V$  du  $CO_2$  serait partiellement internalisée dans le prix*

Supposons ici que la taxe instaurée par la puissance publique soit égale à  $W$ , compris entre 0 et  $V$ . Dans ces conditions, la courbe d'offre serait la courbe (3), déduite de la courbe (1) par une translation verticale d'amplitude  $W$ . L'équilibre entre offre (3) et demande  $DD'$  se réaliserait au point  $J$ , pour lequel la consommation serait égale à  $x_j$  et le prix de vente à  $P_j$ . Le coût marginal serait  $P_K = P_j - W$ .

Considérons les aires représentant les différents surplus.

Le surplus des consommateurs serait représenté par l'aire  $P_jDJ$ .

1 – Forfaitaires.

Le surplus des producteurs (toujours supposés en situation concurrentielle) serait représenté par l'aire  $SP_KK$ .

Le surplus de la puissance publique serait représenté par l'aire  $P_KP_JJK$ .

Leur somme est l'aire  $SDJK$ .

Il y a lieu d'incorporer la correction pour valorisation des émissions de  $CO_2$ , dont le montant est égal au produit  $(V.x_j)$  des émissions  $x_j$  par  $V$ , valeur tutélaire du  $CO_2$ . Ce montant peut être représenté (voir graphique n° 2) par l'aire  $QSKL$ .

Le « surplus collectif socioéconomique » serait la somme algébrique de l'aire  $SDJK$  (affectée d'un signe +) et de l'aire  $QSKL$  (affectée d'un signe -).

En supprimant sur la figure les zones communes, on parvient à une représentation du « surplus collectif socioéconomique » constituée de deux composantes disjointes : l'aire  $QDZ$  (affectée d'un signe +) et l'aire  $JLZ$  (affectée d'un signe -).

La recherche de la variante du projet maximisant le « surplus collectif corrigé » conduirait alors le décideur public à substituer à la variante  $J$  la variante<sup>1</sup>  $Z$ , pour laquelle le « surplus collectif socioéconomique » prendrait sa valeur maximale, représentée par l'aire  $QDZ$ .

#### *Analyse du surplus socioéconomique maximum QDZ*

Si la dimension optimale du projet est  $x_z$  comme dans les deux cas précédents, l'analyse du surplus est spécifique.

Étant égal au coût marginal pour la consommation  $x_z$ , le coût marginal serait  $P_R$  et le prix de vente serait  $P_H = P_R + W$  (voir graphique n° 2).

Le surplus des producteurs (toujours supposés en situation concurrentielle) serait représenté par l'aire  $SRP_R$ . Il est le même que dans les cas a) et b).

Le surplus des consommateurs serait représenté par l'aire  $P_HDZH$ . Il est inférieur au cas a) mais supérieur au cas b).

Le surplus de la puissance publique serait représenté par l'aire  $P_RP_HHR$ . Il est positif alors qu'il était nul dans le cas a), mais il est inférieur au cas b).

Leur somme est l'aire  $SDZR$ .

On vérifie bien entendu que le « surplus socioéconomique » prendrait sa valeur optimale représentée par l'aire  $QDZ$ . Il suffit pour cela de retrancher à l'aire  $SDZR$  l'aire  $QSRZ$  qui représente la valorisation des émissions de  $CO_2$ , à savoir  $(V.x_z)$ .

#### *Cas d) : les producteurs pourraient-ils incorporer à la source tout ou partie de la valeur tutélaire du $CO_2$ ?*

Dans les trois cas a), b) et c) ci-dessus, on a supposé que les producteurs étaient en situation de concurrence parfaite et que par conséquent le prix de vente était égal au coût marginal.

Dans le cas où les producteurs seraient en situation de concurrence imparfaite et posséderaient un certain pouvoir de marché, ils pourraient souhaiter prélever eux-mêmes tout ou partie de l'équivalent de la valeur tutélaire du  $CO_2$ .

1 - Le maximum est atteint en annulant l'aire négative  $JLZ$  sans amputer l'aire positive  $QDZ$ .

Supposons par exemple qu'ils prélèvent le montant  $W$  considéré dans le cas c) et que, de son côté, la puissance publique n'instaure aucune taxe.

Il est alors clair que le surplus collectif hors valorisation des émissions conduirait au point  $J$  et que la puissance publique, en effectuant la correction pour valorisation des émissions et en cherchant à maximiser le « surplus collectif socioéconomique » aboutirait au projet optimal  $Z$ , comme précédemment.

Mais là encore, la différence résiderait dans la décomposition du surplus. Ici, les éléments du surplus seraient les mêmes que dans le cas b) à cela près que le surplus représenté par l'aire  $P_R P_H HR$  reviendrait non plus à la puissance publique mais aux producteurs.

Cette différence serait sans conséquence si les profits et produits des taxes étaient recyclés de la même façon dans les deux cas c) et d), sous la forme de transferts<sup>1</sup> aux consommateurs, comme le requiert l'optimum. Mais précisément cette hypothèse ne paraît pas aller de soi.

Il est clair qu'il pourrait exister une infinité de cas intermédiaires dans lesquels seraient ajoutées au coût marginal une marge  $W_1$  par les producteurs et une taxe  $W_2$  par la puissance publique, avec  $0 \leq W_1 + W_2 \leq V$ . Le mode de raisonnement ci-dessus se transposerait sans difficulté.

## Conclusion

Au terme de cet examen, il apparaît que le degré d'internalisation de la valeur tutélaire du  $\text{CO}_2$  dans le prix de vente n'a pas d'influence sur la taille d'un projet, pour autant que l'on procède convenablement au processus d'optimisation consistant à rechercher la variante qui maximise le « surplus collectif socioéconomique », y compris la valorisation des émissions de  $\text{CO}_2$  par la valeur tutélaire du  $\text{CO}_2$ . Une internalisation partielle rapproche partiellement de l'optimum; l'écart restant est comblé en valorisant les émissions par la valeur tutélaire et en recherchant la variante qui maximise le « surplus collectif socioéconomique ». En plus bref, la variante optimale d'un projet est indépendante du degré d'internalisation de la valeur tutélaire du  $\text{CO}_2$  dans le prix de vente.

En revanche, ce degré d'internalisation exerce une influence sur la répartition primaire de ce « surplus collectif socioéconomique maximum » entre les consommateurs, les producteurs et la puissance publique. Cette répartition notamment n'est pas la même selon que l'internalisation est le fait de la puissance publique ou de producteurs qui, à la faveur d'un pouvoir de marché, pourraient incorporer à la source, en sus de leur coût marginal, une partie de ladite valeur tutélaire dans le prix de commercialisation des énergies fossiles<sup>2</sup>. Cette différence dans la répartition primaire des surplus peut à son tour induire des différences dans le recyclage des ressources provenant de ladite internalisation.

1 – Forfaitaires.

2 – L'étude complète de cette éventualité devrait tenir compte de la substituabilité entre les diverses formes d'énergie fossile, dont les « structures de marché » sont en fait sensiblement différentes : pétrole, gaz naturel, charbon.



# La valeur du carbone : niveau initial et profil temporel optimaux

***Katheline Schubert***

*Université Paris-1 Panthéon-Sorbonne et Paris School of Economics*

Juillet 2008

## Résumé

L'objectif de ce chapitre est de donner quelques points de repère théoriques et empiriques sur le niveau initial et le profil temporel optimaux de la valeur du carbone. Nous utilisons un modèle stylisé d'extraction et d'utilisation des énergies fossiles pour déterminer la valeur du carbone dans le cas où la société impose une contrainte de concentration de carbone dans l'atmosphère, et dans celui où les dommages dus à l'accumulation de carbone sont directement pris en compte. Le modèle est calibré, afin que les résultats puissent être interprétables – avec toutes les précautions d'usage – dans les termes du débat actuel sur la valeur économique du carbone dans le contexte du réchauffement climatique.

## Introduction

Cette note<sup>1</sup> a pour objectif de donner quelques points de repère théoriques et empiriques sur le niveau initial et le profil temporel optimaux de la valeur du carbone. Nous utilisons un modèle stylisé d'extraction et d'utilisation des énergies fossiles pour déterminer cette valeur dans deux cas, celui où la société impose une contrainte de concentration de carbone dans l'atmosphère, et celui où les dommages dus à l'accumulation de carbone sont directement pris en compte. Le premier cas reflète la pratique des diverses entités internationales, qui raisonnent en termes d'objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère (protocole de Kyoto, engagements européens, engagements français dans le cadre de la loi POPE, etc.), et aux influentes recommandations du GIEC quant aux plafonds de concentration admissibles. Le second cas introduit une dimension supplémentaire, celle des dommages associés aux émissions de carbone, et en ce sens est plus riche ; les controverses suscitées par le rapport Stern (2007), qui se place dans ce cadre, témoignent des grandes incertitudes entourant le chiffrage des dommages et de la difficulté d'application pratique de cette approche. Néanmoins, comprendre les implications du choix de l'une ou l'autre des approches est important, d'autant plus qu'en ce qui concerne la valeur du carbone ce choix est loin d'être neutre.

Pour que le modèle soit le plus simple possible, nous faisons l'hypothèse que les agents tirent leur utilité directement de la ressource fossile dont ils disposent. Cette ressource est extraite d'un stock connu avec certitude dès l'origine. L'utilisation de la ressource fossile est polluante : elle entraîne une émission de carbone dans l'atmosphère. L'atmosphère possède cependant une certaine capacité d'absorption naturelle des émissions de carbone. L'existence d'un substitut à la ressource fossile, renouvelable, non polluant, disponible en quantité abondante, mais très cher, n'est pas postulée explicitement. Mais nous faisons l'hypothèse classique selon laquelle, quand le prix net du coût marginal d'extraction de la ressource atteint une certaine valeur (le *choke price*), l'économie arrête d'utiliser la ressource fossile et se tourne vers un substitut non polluant. Il n'y a pas de progrès technologique en tant que tel, mais l'existence du *choke price* suppose implicitement qu'il existera une ressource de substitution.

Le modèle est calibré, afin que les résultats puissent être interprétables – avec toutes les précautions d'usage – dans les termes du débat actuel sur la valeur économique du carbone dans le contexte du réchauffement climatique. L'économie modélisée est l'économie mondiale, et l'hypothèse implicite est donc que la politique climatique s'impose de la même façon à tous les pays. Dans le premier cas étudié, l'économie mondiale se donne comme objectif de ne pas dépasser une concentration de gaz à effet de serre de 550 ppmv eqCO<sub>2</sub>, correspondant à une concentration de CO<sub>2</sub> d'environ 450 ppmv. Nous ne discutons pas de l'optimalité éventuelle de cette contrainte mais la prenons comme une donnée. Dans le second cas, nous calibrons la fonction de dommage de sorte que la contrainte précédente soit respectée (en d'autres termes, nous supposons que les dommages sont tels que la dite contrainte est optimale), afin

1 – Ce travail a été réalisé pour apporter des éléments à la réflexion de la commission Valeur du carbone, réunie au Centre d'analyse stratégique sous la présidence d'Alain Quinet au cours du premier semestre 2008. L'auteur remercie tous les membres de la commission pour leurs remarques, et plus particulièrement le rapporteur général, Luc Baumstark.

de pouvoir comparer les valeurs du carbone dans les deux cas. Nous donnons, dans les deux cas étudiés, le profil optimal de la valeur du carbone, ainsi que son niveau initial en pourcentage du *choke price*. Dans le premier cas, nous déterminons l'ordre dans lequel la société butera sur les contraintes de concentration de carbone et d'épuisement des énergies fossiles, et les horizons temporels en jeu. Une analyse de sensibilité des résultats permet de mesurer l'importance des différentes hypothèses retenues pour le calibrage.

## 1. La valeur optimale du carbone dans le cas d'un plafond de concentration

À l'instant  $t$  l'extraction est  $R_t$ . Le stock initial de ressource fossile est  $S_0$ . Le stock de carbone atmosphérique est  $M_t$ , le coefficient d'émission  $\varepsilon$ . On fait l'hypothèse qu'il existe un taux constant d'absorption naturelle du carbone  $a$ . Le taux d'escompte social est  $\rho > 0$ . On le suppose constant. Enfin, on néglige les coûts d'extraction.

On impose (comme Chakravorty, Magné et Moreaux, 2006, ou Chakravorty, Moreaux et Tidball, 2008<sup>1</sup>) une contrainte de stock de carbone maximal dans l'atmosphère, c'est-à-dire un plafond de concentration  $\bar{M}$ .

Le programme du planificateur est alors :

$$\begin{aligned} \max \int_0^{\infty} e^{-\rho t} u(R_t) dt \\ \dot{S}_t &= -R_t \\ \dot{M}_t &= \varepsilon R_t - aM_t \\ M_t &\leq \bar{M} \\ S_0, M_0 &\text{ donnés} \end{aligned}$$

On note  $\lambda$  le prix implicite du stock de ressource (rente de rareté),  $\mu$  le prix implicite du stock de carbone atmosphérique (valeur du carbone),  $\omega$  le multiplicateur associé à la contrainte de concentration.

Les conditions nécessaires d'optimalité s'écrivent :

$$\begin{aligned} u'(R) &= \lambda + \varepsilon\mu \\ \frac{\dot{\lambda}}{\lambda} &= \rho \\ \frac{\dot{\mu}}{\mu} &= \rho + a - \frac{\omega}{\mu} \\ \omega(\bar{M} - M) &= 0, \omega \geq 0, \bar{M} - M \geq 0 \end{aligned}$$

1 – Chakravorty, Moreaux et Tidball (2008) étudient ce type de modèle dans le cas plus complexe où il existe deux ressources fossiles différentes, par exemple le pétrole et le charbon, qui ont des coefficients d'émission de carbone différents. Ils se posent la question de l'ordre d'utilisation de ces deux ressources.

La première équation indique que l'utilité marginale de la ressource est égale à son prix (total), qui inclut la rente de rareté ( $\lambda$ ) et la valeur de l'externalité ( $\varepsilon\mu$ ).

La deuxième équation est la règle de Hotelling : la rente de rareté croît au taux d'escompte social. On montre dans le modèle simple sans plafond de concentration que la rente de rareté initiale est une fonction décroissante du stock de ressource initial  $S_0$ , et que la ressource est épuisée quand  $\lambda$  atteint le *choke price*  $c$ .

La troisième équation donne le taux de croissance de la valeur du carbone.

### 1.1. Cas « Hotelling pur » : la contrainte de concentration n'est jamais atteinte

Dans ce cas, la valeur du carbone est toujours nulle ( $\mu = 0$ ). Le prix de la ressource est simplement égal à la rente de rareté. Ce cas se produit si on a un stock de ressource fossile initial  $S_0$  suffisamment faible pour que son extraction optimale cumulée dans le temps (compte tenu de l'absorption) entraîne une concentration maximale de carbone inférieure au plafond. On note  $S_0^H$  le seuil en deçà duquel on est dans ce cas.

### 1.2. Cas où la contrainte de concentration mord

Ce cas se produit quand la ressource fossile initiale est abondante :  $S_0 > S_0^H$ .

#### *Avant la saturation de la contrainte*

Dans une première phase, la concentration maximale de carbone n'est pas atteinte.  $\omega = 0$ ,  $\bar{M} - M > 0$ . Alors la troisième condition d'optimalité indique que la valeur du carbone croît à un taux égal à la somme du taux d'escompte social et du taux d'absorption, donc plus vite que la rente de rareté. L'absorption naturelle augmente le taux de croissance de la valeur du carbone, car grâce à elle une unité de carbone émise aujourd'hui augmente l'absorption totale et procure donc la possibilité d'émettre plus demain sans se rapprocher du plafond. Mais une hypothèse pertinente est sans doute que le taux d'absorption naturelle du carbone est très faible. On a alors à peu près la règle de Hotelling sur la valeur du carbone. On fait l'hypothèse réaliste que  $S_0$  est suffisamment grand et  $M_0$  suffisamment faible pour que la concentration de carbone augmente tout au long de cette phase. Cette phase dure jusqu'à la date  $T_1$  à laquelle la concentration maximale de carbone est atteinte.

#### *Quand la contrainte est saturée*

Dans la deuxième phase, la concentration maximale est atteinte :  $\omega > 0$ ,  $\bar{M} - M = 0$ . Alors, la troisième condition d'optimalité indique un ralentissement de la croissance de la valeur du carbone. Si on néglige l'absorption naturelle, on a dans cette phase  $\dot{M} = \varepsilon R$ ; comme  $M$  ne peut pas croître, on a nécessairement  $R = 0$  : il est optimal d'épuiser la ressource fossile juste au moment où l'on atteint le plafond de concentration. Si on ne néglige pas l'absorption naturelle, le niveau d'extraction optimale au moment où on atteint le plafond est  $R_{T_1} = \bar{R} = \frac{a}{\varepsilon} \bar{M}$ .



On extrait alors pendant une certaine période  $\bar{R}$  et le stock de ressource fossile diminue, tandis que la concentration reste au plafond. On a :

$$\mu_t = \frac{1}{\varepsilon} (u'(\bar{R}) - \lambda_0 e^{\rho t})$$

qui montre que la valeur du carbone diminue. Cette phase dure jusqu'à la date  $T_2$  à laquelle on a simultanément  $\mu_{T_2} = 0$  et  $S_{T_2} = S_0^H$ .

La troisième phase enfin est la phase Hotelling pur. La valeur du carbone est nulle.

En résumé, cette modélisation extrêmement simple montre que la valeur du carbone suit une règle de Hotelling modifiée pour tenir compte de l'absorption naturelle jusqu'à ce que le plafond de concentration soit atteint, puis décroît jusqu'à s'annuler.

## 2. Contrainte de concentration vs fonction de dommage

On ne fixe plus maintenant de contrainte de concentration mais on introduit une fonction de dommage (comme le font Ulph et Ulph, 1994, et Tahvonen, 1997)  $D(M_t)$ , habituellement supposée fonction croissante et convexe (le dommage marginal est croissant) de la concentration atmosphérique de carbone.

Le programme du planificateur devient :

$$\begin{aligned} \max \int_0^{\infty} e^{-\rho t} (u(R_t) - D(M_t)) dt \\ \dot{S}_t &= -R_t \\ \dot{M}_t &= \varepsilon R_t - aM_t \\ S_0, M_0 &\text{ donnés} \end{aligned}$$

Les conditions nécessaires d'optimalité s'écrivent :

$$\begin{aligned} u'(R) &= \lambda + \varepsilon\mu \\ \frac{\dot{\lambda}}{\lambda} &= \rho \\ \frac{\dot{\mu}}{\mu} &= \rho + a - \frac{D'(M)}{\mu} \end{aligned}$$

Les deux premières sont les mêmes que dans le cas avec contrainte de concentration. La troisième montre que la valeur du carbone croît à un taux moins élevé que  $\rho + a$ . Cette équation s'écrit encore :

$$\mu_t = \int_t^{\infty} e^{-(\rho+a)(s-t)} D'(M_s) ds$$

qui indique que la valeur du carbone est à toute date la somme actualisée au taux  $\rho + a$  des dommages marginaux futurs.

Ulph et Ulph (1994) montrent par simulation, sous les hypothèses de fonctions d'utilité et de dommage quadratiques, que la valeur du carbone suit une courbe

en cloche. Tahvonen (1997) se place dans un cadre plus général (formes fonctionnelles non spécifiées, résolution analytique). Il montre que si la concentration de carbone initiale est suffisamment faible, la valeur du carbone suit une courbe en cloche, et que si cette concentration est élevée la valeur du carbone converge de façon monotone vers zéro. Le cas réaliste est le premier.

En résumé, la valeur du carbone suit une courbe en cloche; dans la phase initiale, elle croît à un taux inférieur au taux de la règle de Hotelling modifiée.

### 3. Simulations

Les simulations sont destinées à donner des ordres de grandeur du niveau initial de la valeur du carbone et de son taux de croissance temporel sous les deux modélisations, car il est difficile d'aller plus loin de façon analytique.

On fait l'hypothèse d'une fonction d'utilité quadratique :

$$u(R) = cR - \frac{b}{2}R^2, \quad c, b > 0, \quad R \leq \frac{2c}{b}$$

où  $c$  est le *choke price*, c'est-à-dire le prix net (du coût marginal d'extraction) pour lequel la demande de ressource fossile devient nulle, c'est-à-dire implicitement pour lequel apparaîtra un substitut parfait, abondant et non polluant.

Dans la simulation du modèle avec fonction de dommage, on fait l'hypothèse d'une fonction de dommage quadratique :

$$D(M) = \frac{d}{2}M^2$$

La résolution complète des deux modèles sous ces hypothèses est donnée en annexe.

#### 3.1. Calibrage<sup>1</sup>

Il faut disposer de la valeur des stocks initiaux d'énergie fossile  $S_0$  et de carbone atmosphérique  $M_0$  ainsi que de la concentration maximale  $\bar{M}$ . Il faut également fixer les valeurs du taux d'escompte social  $\rho$ , du taux d'assimilation naturelle  $a$  et du coefficient d'émission  $\varepsilon$ , ainsi que celles des paramètres  $b$  et  $c$  de la fonction d'utilité et du paramètre  $d$  de la fonction de dommage.

- On émet actuellement environ 7 GtC chaque année et on a en terre 300 GtC sous forme de pétrole (dont 50 % récupérables), 300 GtC sous forme de gaz (dont 80 % récupérables) et 3000 Gt de charbon. On fait l'hypothèse que le total récupérable est  $S_0 = 3000$  GtC.
- Il y a actuellement dans l'atmosphère environ 800 GtC et la concentration est de  $M_0 = 380$  ppmv  $\text{CO}_2$ . On en déduit qu'émettre 1 GtC augmente la concentration de  $\frac{380}{800} = 0,475$  ppm, d'où le coefficient d'émission  $\varepsilon = 0,475$ .

1 – L'auteur remercie Patrick Criqui pour ses indications.

- Les puits sont actuellement de 3 à 4 GtC/an. Donc le coefficient d'absorption naturelle est de  $\frac{3}{800}$  à  $\frac{4}{800}$  c'est-à-dire de 0,375 à 0,5 %. On prend  $a = 0,4$  %.
- On prend un taux d'escompte social  $\rho = 4$  % conformément à la recommandation du rapport Lebègue (Commissariat général du Plan, 2005) pour la France<sup>1</sup>.
- On remarque que dans le modèle avec plafond de concentration le choix du rapport  $b/c$  permet de déterminer entièrement les trajectoires optimales d'extraction, d'évolution des stocks et de valeur relative de la rente de rareté  $\lambda/c$  et du carbone  $\mu/c$ . On choisit  $b/c = 0,135$  de sorte que  $R_0 \approx 7$  GtC.
- Enfin, il reste à calibrer le paramètre  $d$  dans le modèle avec fonction de dommage. Dans ce modèle, on conserve la valeur de  $b/c$  obtenue avec le modèle précédent afin que les résultats soient comparables (mêmes préférences). On remarque qu'il suffit alors de choisir  $d/c$  afin de déterminer entièrement la solution optimale, et en particulier  $\lambda/c$  et  $\mu/c$ . On choisit alors  $d/c$  de sorte que dans la simulation la valeur maximale atteinte par la concentration de carbone atmosphérique  $M$  soit égale à  $\bar{M}$ , c'est-à-dire qu'on suppose que le choix du plafond de concentration  $\bar{M}$  est optimal.

Le tableau n° 1 récapitule la valeur des paramètres et des stocks initiaux.

**Tableau n° 1 : Valeur des paramètres et des stocks initiaux**

$S_0$ GtC	$M_0$ ppm	$\bar{M}$ ppm	$b/c$	$\varepsilon$	$a$ %	$\rho$ %	$d/c$
3000	380	450	0,135	0,475	0,4	4	0,0001

Source : Katheline Schubert, université Paris-1

### 3.2. Résultats

#### Modèle avec plafond de concentration

Le tableau n° 2 présente les principaux résultats de la simulation.

**Tableau n° 2 : Principaux résultats de la simulation**

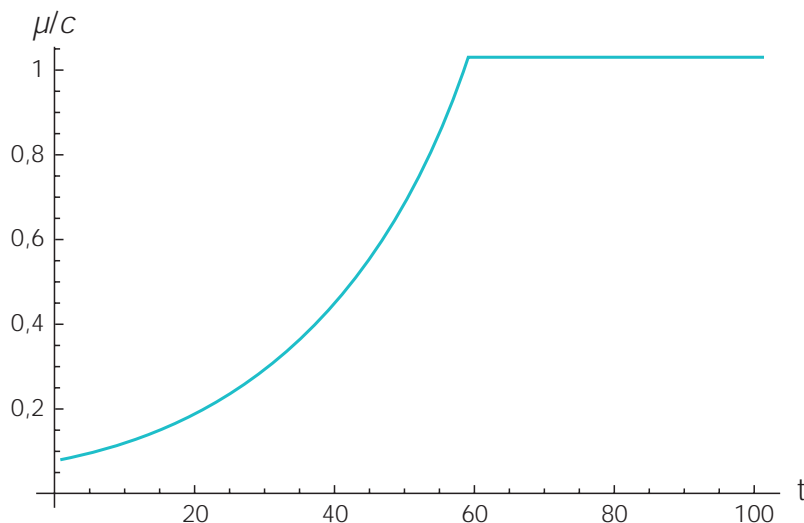
$T_1$ années	$T_2$ années	$T_3$ années	$\lambda_0/c$	$\mu_0/c$	$S_{T_1}$ GtC	$S_{T_2}$ GtC	$R_0$ GtC	$M_{T_3}$ ppm
58	746	764	$\approx 0$	0,080	2646	38	7,1	436

Source : Katheline Schubert, université Paris-1

1 – Le rapport Lebègue recommande plus précisément d'adopter un taux d'actualisation tutélaire de 4 % par an pendant 30 ans, puis de faire décroître ce taux jusqu'à un plancher de 2 %. Nous n'avons pas fait décroître le taux d'actualisation après 30 ans pour simplifier la mise en œuvre des simulations.

La rente de rareté relative initiale  $\lambda_0/c$  est extrêmement faible en raison de l'abondance des ressources fossiles. La valeur du carbone relative initiale est égale à 0,08, c'est-à-dire que le niveau initial optimal de la valeur du carbone est d'environ 8 % du *choke price*. La valeur relative du carbone croît ensuite pendant environ 60 ans avant de se stabiliser autour de 1,1 puis de décroître vers 0 (voir graphique n° 1, qui ne présente que le début de la trajectoire pour plus de lisibilité).

**Graphique n° 1 : La valeur relative optimale du carbone**  
Modèle avec plafond de concentration



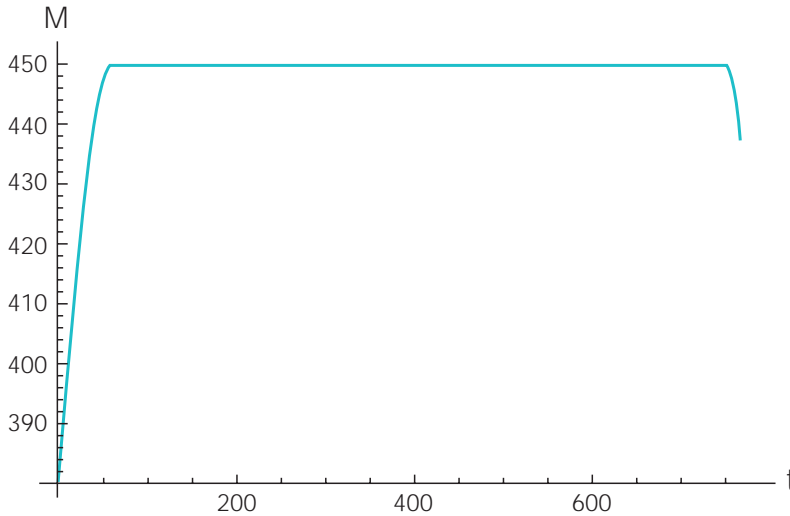
Source : Kathelline Schubert, université Paris-1

On peut, pour fixer les idées, se livrer à un calcul (trop) simple. Supposons que l'énergie fossile considérée ici soit entièrement du pétrole. Un *choke price* de  $c = 200$  euros/baril correspond alors à  $200 \times 7,33 \times 0,75$  euros/tC (1 t de pétrole = 0,75 tC et il y a 7,33 barils dans 1 t de pétrole), c'est-à-dire à 1955 euros/tC, et on a alors  $\mu_0 \approx 156$  euros/tC  $\approx 156 \times \frac{12}{44} \approx 43$  euros/tCO<sub>2</sub>. Ce calcul est cependant à prendre avec beaucoup de précautions, car il serait plus juste, au moins dans le moyen-long terme, d'assimiler les énergies fossiles à du charbon.

Le graphique n° 2 présente l'évolution temporelle de la concentration de carbone atmosphérique. Le plafond est atteint en 60 ans environ, puis la concentration reste au plafond pendant environ 700 ans avant de se mettre à décroître.



**Graphique n° 2 : La concentration de carbone atmosphérique**  
**Modèle avec plafond de concentration**



Source : Katheline Schubert, université Paris-1

Le tableau n° 3 présente une analyse de sensibilité des résultats aux hypothèses.

**Tableau n° 3 : Analyse de sensibilité des résultats aux hypothèses**

	$b/c$	$T_1$	$T_2$	$T_3$	$\lambda_0/c$	$\mu_0/c$	$S_{T_1}$	$S_{T_2}$	$R_0$	$M_{T_3}$
Base	0,135	58	746	764	$\approx 0$	0,080	2 646	38	7,1	436
$\rho = 3 \%$	0,132	61	743	767	$\approx 0$	0,132	2 634	49	7,1	432
$\rho = 5 \%$	0,137	56	748	763	$\approx 0$	0,050	2 653	31	7,1	439
$S_0 = 2000$	0,135	58	482	500	$\approx 0$	0,080	1 645	38	7,1	436
$S_0 = 1000$	0,135	58	218	236	$\approx 0$	0,080	646	38	7,1	436
$S_0 = 500$	0,135	58	86	104	0,015	0,052	144	38	7,1	436
$a = 0,2 \%$	0,123	43	1 505	1 511	$\approx 0$	0,268	2 776	7	7,1	447
$a = 0,1 \%$	0,114	38	3 011	3 014	$\approx 0$	0,399	2 819	1	7,1	449

Source : Katheline Schubert, université Paris-1

Conformément à l'intuition, le niveau initial de la valeur du carbone est d'autant plus faible que le taux d'escompte (et donc le taux de croissance de la valeur du carbone) est élevé. L'effet est très significatif : pour  $\rho = 3 \%$  la valeur relative initiale est de 13,2 % du *choke price*, alors qu'elle vaut 5 % pour  $\rho = 5 \%$ .

Plus le stock de ressources fossiles exploitables est faible, plus la rente de rareté initiale est élevée et la valeur du carbone initiale faible, à extraction initiale donnée.

Plus le taux d'absorption naturelle est faible plus la valeur initiale du carbone est élevée. Elle est multipliée par 3 quand  $a$  est divisé par 2. Quand  $a$  est très faible en effet, émettre plus aujourd'hui augmente très peu l'absorption et donc contribue très peu à réduire le stock de carbone atmosphérique.

### Modèle avec fonction de dommage

Le tableau n° 4 donne les résultats de la simulation.

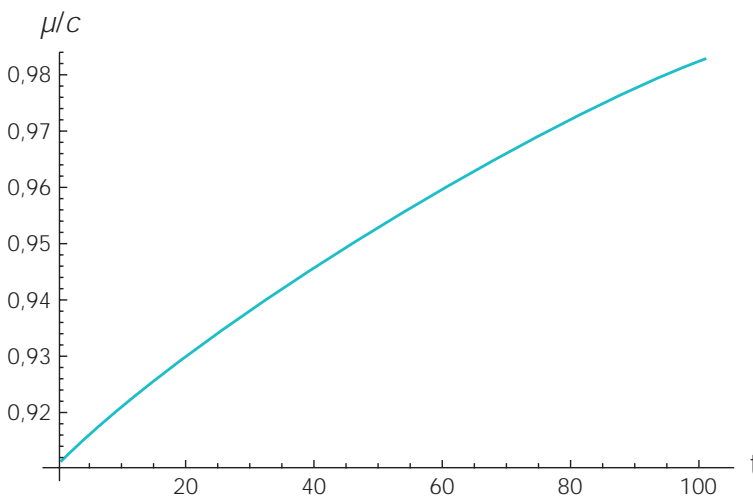
**Tableau n° 4 : Résultats de la simulation**

$T$ années	$\lambda_0/c$	$\mu_0/c$	$R_0$ GtC
795	$\approx 0$	0,887	4,3

Source : Katheline Schubert, université Paris-1

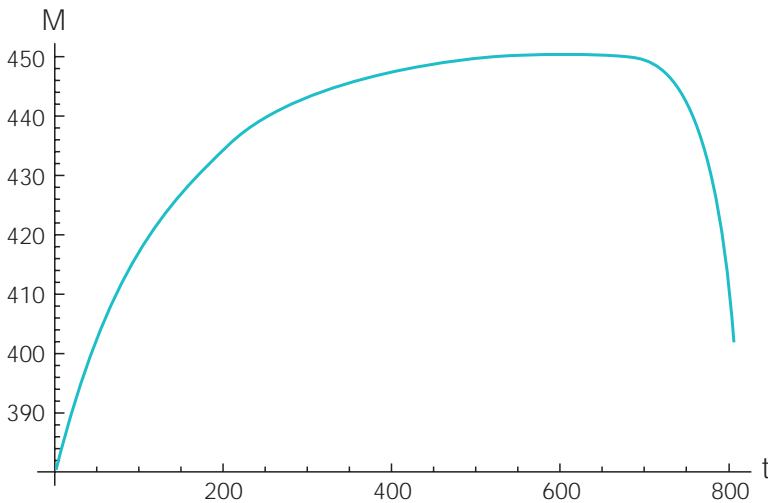
Avec les hypothèses adoptées pour le calibrage, c'est-à-dire un coefficient de la fonction de dommage choisi de sorte que la concentration de carbone dans l'atmosphère atteigne juste  $\bar{M}$  à son maximum, la valeur relative initiale du carbone est très élevée, 89 % du *choke price*, et son taux de croissance très faible, puisqu'au bout de 100 ans elle est seulement de 98 % du *choke price* (voir graphique n° 3). La valeur du carbone suit bien une courbe en cloche, mais celle-ci est très plate dans sa phase initiale croissante. La concentration de carbone atteint le plafond beaucoup plus tard que dans le cas précédent (voir graphique n° 4).

**Graphique n° 3 : La valeur relative optimale du carbone**  
Modèle avec fonction de dommage



Source : Katheline Schubert, université Paris-1

**Graphique n° 4 : La concentration de carbone atmosphérique  
Modèle avec fonction de dommage**



Source : Katheline Schubert, université Paris-1

Le tableau n° 5 présente une analyse de sensibilité des résultats aux hypothèses.

**Tableau n° 5 : Analyse de sensibilité des résultats aux hypothèses**

	$b/c$	$d/c$	$T$	$\lambda_0/c$	$\mu_0/c$	$R_0$
Base	0,135	0,0001	795	$\approx 0$	0,887	4,3
$\rho = 3 \%$	0,132	0,000079	802	$\approx 0$	0,912	4,3
$S_0 = 2000$	0,135	0,0000985	528	$\approx 0$	0,874	4,3
$S_0 = 1000$	0,135	0,000088	254	$\approx 0$	0,787	4,6

Source : Katheline Schubert, université Paris-1

## Conclusion

Les deux modèles, avec plafond de concentration ou fonction de dommage, donnent donc des résultats très différents en matière de niveau initial et de profil optimaux de la valeur du carbone. Tous deux donnent un profil d'abord croissant puis décroissant. La phase de croissance est associée à une ressource fossile abondante et par conséquent une rente de rareté très faible ; c'est la croissance de la valeur du carbone qui permet alors de contenir la concentration atmosphérique de carbone. La phase de décroissance apparaît quand la ressource fossile devient suffisamment rare pour que la rente de rareté soit très élevée et l'extraction faible, ce qui est entraîné mécaniquement un ralentissement de l'accumulation du carbone.

Si ces effets sont qualitativement identiques dans les deux modèles, les résultats quantitatifs sont en revanche fort différents. Dans le cas d'une contrainte de concentration, le profil de la valeur du carbone est croissant à un taux égal à la somme du taux d'escompte social et du taux d'absorption naturelle. Dans le cas d'une fonction de dommage, le profil est quasiment plat. En contrepartie, le niveau initial est beaucoup plus élevé dans le second cas que dans le premier. L'allure du sentier optimal de concentration du carbone dans l'atmosphère reflète ces différences (voir graphiques n° 2 et n° 4). On atteint relativement rapidement le plafond de concentration dans le premier cas, puis on y reste pendant une très longue période, jusqu'à ce que le stock d'énergie fossile restant et donc les extractions soient suffisamment faibles pour que l'absorption naturelle devienne supérieure aux émissions et que la concentration de carbone décroisse. Dans le second cas, l'augmentation de la concentration est beaucoup plus étalée dans le temps.

Les différences entre les deux cas proviennent du fait que dans le premier on impose un plafond à la concentration de carbone sans rien contraindre a priori quant à la trajectoire permettant d'atteindre ce plafond ou la date à laquelle il est atteint, tandis que dans le second cas la trajectoire est contrainte par le fait que l'on tient compte du dommage marginal dû à chaque instant à une unité d'émission supplémentaire et que la répartition temporelle des dommages n'est pas indifférente.

## Références bibliographiques

Chakravorty U., Moreaux M. et Tidball M. (2008), "Ordering the extraction of polluting non renewable resources", *American Economic Review*, vol. 98, n° 3, juin, p. 1128-1144.

Chakravorty U., Magné B. et Moreaux M. (2006), "A Hotelling model with a ceiling on the stock of pollution", *Journal of Economic Dynamics and Control*, 30, 2875-2904.

Commissariat général du Plan (2005), *Révision du taux d'actualisation des investissements publics*, rapport du groupe d'experts présidé par D. Lebègue.

Stern N. (2007), *The Economics of Climate Change. The Stern Review*, Cambridge University Press.

Tahvonen O. (1997), "Fossil fuels, stock externalities and backstop technology", *Canadian Journal of Economics*, 30, 855-874.

Ulph A. et Ulph D. (1994), "The optimal time path of a carbon tax", *Oxford Economic Papers*, 46, 857-868.

7

## Annexe

## La résolution dans le cas d'une fonction d'utilité quadratique

## 1. Le modèle avec plafond de concentration

Phase 3 : « Hotelling pur »

Cette phase apparaît à partir de la date  $T_2$ .

La première condition d'optimalité s'écrit  $u'(R) = \lambda$  et sa différentiation par rapport au temps donne, avec la règle de Hotelling :

$$\frac{u''(R)\dot{R}}{u'(R)} = \rho$$

Avec la fonction d'utilité quadratique

$$u(R) = cR - \frac{b}{2}R^2, \quad c, b > 0, \quad R \leq \frac{2c}{b}$$

l'équation précédente s'écrit :

$$\dot{R} = -\left(\frac{c}{b} - R\right)\rho$$

que l'on intègre pour obtenir le sentier d'extraction :

$$R = \frac{c}{b} + \left(R_{T_2} - \frac{c}{b}\right)e^{\rho(t-T_2)}$$

L'extraction initiale (pour cette phase)  $R_{T_2}$  est inconnue. On l'obtient en écrivant que la somme des extractions réalisées de  $T_2$  à la date d'épuisement  $T_3$  est égale au stock initial (pour cette phase)  $S_{T_2}$  :

$$S_{T_2} = \int_{T_2}^{T_3} \left(\frac{c}{b} + \left(R_{T_2} - \frac{c}{b}\right)e^{\rho(t-T_2)}\right) dt = \frac{c}{b}(T_3 - T_2) + \left(R_{T_2} - \frac{c}{b}\right) \frac{e^{\rho(T_3-T_2)} - 1}{\rho}$$

avec  $\frac{c}{b} + \left(R_{T_2} - \frac{c}{b}\right)e^{\rho(T_3-T_2)} = R_{T_3} = 0$  par définition de la date d'épuisement, d'où

$$S_{T_2} = \frac{c}{b} \left( (T_3 - T_2) - \frac{1 - e^{-\rho(T_3-T_2)}}{\rho} \right)$$

et

$$R_{T_2} = \frac{c}{b} \left( 1 - e^{-\rho(T_3-T_2)} \right)$$

$$\lambda_{T_2} = u'(R_{T_2}) = c - bR_{T_2} = ce^{-\rho(T_3-T_2)}$$

$T_3$  est une fonction croissante de  $S_{T_2}$ ,  $R_{T_2}$  également,  $\lambda_{T_2}$  une fonction décroissante.

Pour la continuité des extractions, on doit avoir  $R_{T_2} = \bar{R} = \frac{a}{\varepsilon} \bar{M}$ .

Pour déterminer l'évolution de la concentration de carbone dans cette phase, on utilise le fait qu'on a, entre  $T_2$  et  $T_3$ ,

$$R = \frac{c}{b} (1 - e^{\rho(t-T_3)})$$

et donc

$$\dot{M} = \varepsilon R - aM = \varepsilon \frac{c}{b} (1 - e^{\rho(t-T_3)}) - aM$$

qui s'intègre en

$$M = e^{-a(t-T_2)} M_{T_2} + \varepsilon \frac{c}{b} \left( \frac{1 - e^{-a(t-T_2)}}{a} - e^{\rho(t-T_2)} \frac{1 - e^{-(\rho+a)(t-T_2)}}{\rho+a} \right)$$

avec  $M_{T_2} = \bar{M}$ . La concentration de carbone décroît de  $\bar{M}$  à

$$M_{T_3} = e^{-a(T_3-T_2)} \bar{M} + \varepsilon \frac{c}{b} \left( \frac{1 - e^{-a(T_3-T_2)}}{a} - \frac{1 - e^{-(\rho+a)(T_3-T_2)}}{\rho+a} \right)$$

Après  $T_3$ ,  $R = 0$ ,  $\dot{M} = -aM$ , et donc

$$M = e^{-a(t-T_3)} M_{T_3}$$

La concentration décroît de  $M_{T_3}$  à 0.

### Phase 2

Entre  $T_1$  et  $T_2$ ,  $M = \bar{M}$ ,  $R = \bar{R}$ , la valeur du carbone est :

$$\mu = \frac{1}{\varepsilon} (c - b\bar{R} - \lambda_0 e^{\rho t})$$

avec

$$\mu_{T_2} = \frac{1}{\varepsilon} (c - b\bar{R} - \lambda_0 e^{\rho T_2}) = 0$$

Stock de ressource fossile :

$$S_{T_2} - S_{T_1} = -\bar{R}(T_2 - T_1) \Leftrightarrow S_{T_2} = S_{T_1} - \bar{R}(T_2 - T_1)$$

### Phase 1

Entre 0 et  $T_1$ .

$$\lambda = \lambda_0 e^{\rho t}$$

$$\mu = \mu_0 e^{(\rho+a)t}$$

$$R = \frac{1}{b} (c - \lambda_0 e^{\rho t} - \varepsilon \mu_0 e^{(\rho+a)t})$$

$$M = e^{-at} M_0 + \varepsilon \int_0^t e^{a(s-t)} R_s ds$$

$$= e^{-at} M_0 + \varepsilon \frac{1}{b} \int_0^t e^{a(s-t)} (c - \lambda_0 e^{\rho s} - \varepsilon \mu_0 e^{(\rho+a)s}) ds$$

$$\begin{aligned}
 &= e^{-at} M_0 + \varepsilon \frac{1}{b} e^{-at} \left( c \frac{e^{at} - 1}{a} - \lambda_0 \frac{e^{(\rho+a)t} - 1}{\rho + a} - \varepsilon \mu_0 \frac{e^{(\rho+2a)t} - 1}{\rho + 2a} \right) \\
 &= e^{-at} M_0 + \frac{\varepsilon}{b} \left( \frac{c}{a} - \lambda_0 \frac{e^{\rho t}}{\rho + a} - \varepsilon \mu_0 \frac{e^{(\rho+a)t}}{\rho + 2a} + \left( \frac{\lambda_0}{\rho + a} + \frac{\varepsilon \mu_0}{\rho + 2a} - \frac{c}{a} \right) e^{-at} \right)
 \end{aligned}$$

$$\bar{M} = M_{T_1}$$

$$S_t = S_0 - \int_0^t R_s ds$$

$$= S_0 - \frac{1}{b} \int_0^t (c - \lambda_0 e^{\rho s} - \varepsilon \mu_0 e^{(\rho+a)s}) ds$$

$$= S_0 - \frac{1}{b} \left( ct - \lambda_0 \frac{e^{\rho t} - 1}{\rho} - \varepsilon \mu_0 \frac{e^{(\rho+a)t} - 1}{\rho + a} \right)$$

$$S_{T_1} > S_{T_2} \geq 0$$

*Le modèle simulé*

On récapitule ici l'ensemble des équations utilisées pour la simulation.

Valeurs aux bornes :

$$\frac{a}{\varepsilon} \bar{M} = \frac{c}{b} (1 - e^{-\rho(T_3 - T_2)}) \Leftrightarrow T_3 - T_2 = -\frac{1}{\rho} \ln \left( 1 - \frac{ba\bar{M}}{c\varepsilon} \right)$$

$$S_{T_2} = \frac{c}{b} \left( (T_3 - T_2) - \frac{1 - e^{-\rho(T_3 - T_2)}}{\rho} \right)$$

$$S_{T_3} = 0$$

$$M_{T_2} = \bar{M}$$

$$M_{T_3} = e^{-a(T_3 - T_2)} \bar{M} + \varepsilon \frac{c}{b} \left( \frac{1 - e^{-a(T_3 - T_2)}}{a} - \frac{1 - e^{-(\rho+a)(T_3 - T_2)}}{\rho + a} \right)$$

$$\frac{\lambda_0}{c} = e^{-\rho T_3}$$

$$S_{T_1} = S_{T_2} + \frac{a}{\varepsilon} \bar{M} (T_2 - T_1)$$

$$M_{T_1} = \bar{M}$$

$$0 = 1 - \frac{ba}{c\varepsilon} \bar{M} - \frac{\lambda_0}{c} e^{\rho T_2}$$

$$\frac{\mu_0}{c} e^{(\rho+a)T_1} = \frac{1}{\varepsilon} \left( 1 - \frac{ba}{c\varepsilon} \bar{M} - \frac{\lambda_0}{c} e^{\rho T_1} \right)$$

$$\begin{aligned}
 \bar{M} &= e^{-aT_1} M_0 + \varepsilon \frac{c}{b} \left( \frac{1}{a} - \frac{\lambda_0}{c} \frac{e^{\rho T_1}}{\rho + a} - \varepsilon \frac{\mu_0}{c} \frac{e^{(\rho+a)T_1}}{\rho + 2a} \right. \\
 &\quad \left. + \left( \frac{\lambda_0/c}{\rho + a} + \frac{\varepsilon \mu_0/c}{\rho + 2a} - \frac{1}{a} \right) e^{-aT_1} \right)
 \end{aligned}$$

$$S_{T_2} + \frac{a}{\varepsilon} \bar{M} (T_2 - T_1) = S_0 - \frac{c}{b} \left( T_1 - \frac{\lambda_0}{c} \frac{e^{\rho T_1} - 1}{\rho} - \varepsilon \frac{\mu_0}{c} \frac{e^{(\rho+a)T_1} - 1}{\rho + a} \right)$$

Trajectoires phase 3 (Hotelling pur) :

$$R = \frac{c}{b} (1 - e^{-\rho(T_3-t)}), \quad T_2 \leq t \leq T_3$$

$$R = 0, \quad t \geq T_3$$

$$M = e^{-a(t-T_2)} \bar{M} + \varepsilon \frac{c}{b} \left( \frac{1 - e^{-a(t-T_2)}}{a} - e^{\rho(t-T_3)} \frac{1 - e^{-(\rho+a)(t-T_2)}}{\rho+a} \right), \quad T_2 \leq t \leq T_3$$

$$M = e^{-a(t-T_3)} M_{T_3}, \quad t \geq T_3$$

$$\mu = 0, \quad t \geq T_2$$

$$\frac{\lambda}{c} = \frac{\lambda_0}{c} e^{\rho t}$$

Trajectoires phase 2 (contrainte de concentration saturée) :

$$M = \bar{M}, \quad T_1 \leq t \leq T_2$$

$$R = \frac{a}{\varepsilon} \bar{M}, \quad T_1 \leq t \leq T_2$$

$$\frac{\mu}{c} = \frac{1}{\varepsilon} \left( 1 - \frac{b a}{c \varepsilon} \bar{M} - \frac{\lambda_0}{c} e^{\rho t} \right), \quad T_1 \leq t \leq T_2$$

Trajectoires phase 1 (contrainte de concentration non saturée) :

$$\frac{\mu}{c} = \frac{\mu_0}{c} e^{(\rho+a)t}, \quad 0 \leq t \leq T_1$$

$$R = \frac{c}{b} \left( 1 - \frac{\lambda_0}{c} e^{\rho t} - \varepsilon \frac{\mu_0}{c} e^{(\rho+a)t} \right), \quad 0 \leq t \leq T_1$$

$$M = e^{-at} M_0 + \varepsilon \frac{c}{b} \left( \frac{1}{a} - \frac{\lambda_0}{c} \frac{e^{\rho t}}{\rho+a} - \varepsilon \frac{\mu_0}{c} \frac{e^{(\rho+a)t}}{\rho+2a} + \left( \frac{\lambda_0/c}{\rho+a} + \frac{\varepsilon \mu_0/c}{\rho+2a} - \frac{1}{a} \right) e^{-at} \right)$$

$$S = S_0 - \frac{c}{b} \left( t - \frac{\lambda_0}{c} \frac{e^{\rho t} - 1}{\rho} - \varepsilon \frac{\mu_0}{c} \frac{e^{(\rho+a)t} - 1}{\rho+a} \right), \quad 0 \leq t \leq T_1$$

## 2. Le modèle avec fonction de dommage

On fait l'hypothèse d'une fonction de dommage quadratique :

$$D(M) = \frac{d}{2} M^2$$

Les équations du modèle sont alors :

$$\dot{S} = -R$$

$$\dot{M} = \varepsilon R - aM$$

$$c - bR = \lambda + \varepsilon \mu$$

$$\lambda = \lambda_0 e^{\rho t}$$

$$\dot{\mu} = (\rho + a)\mu - dM$$

$$S_0, M_0 \text{ donnés}$$



i.e., en éliminant  $R$  et  $\lambda$  :

$$\begin{aligned}\dot{S} &= \frac{1}{b}(\lambda_0 e^{\rho t} - c) + \frac{\varepsilon}{b}\mu \\ \dot{M} &= \frac{\varepsilon}{b}(c - \lambda_0 e^{\rho t}) - \frac{\varepsilon^2}{b}\mu - aM \\ \dot{\mu} &= (\rho + a)\mu - dM \\ S_0, M_0 &\text{ donnés}\end{aligned}$$

*Après épuisement*

On note  $T$  la date d'épuisement de la ressource. On a :

$$\begin{aligned}R_T &= 0 \Leftrightarrow c = \lambda_0 e^{\rho T} + \varepsilon \mu_T \\ S_T &= 0\end{aligned}$$

Après épuisement, le modèle se réduit à :

$$\begin{aligned}\dot{M} &= -aM \\ \dot{\mu} &= (\rho + a)\mu - dM\end{aligned}$$

qui s'intègre en :

$$\begin{aligned}M_t &= M_T e^{-a(t-T)}, \quad t \geq T \\ \mu_t &= \frac{d}{\rho + 2a} M_t, \quad t \geq T\end{aligned}$$

*Avant épuisement*

$$\begin{aligned}\dot{M} &= \frac{\varepsilon}{b}(c - \lambda_0 e^{\rho t}) - \frac{\varepsilon^2}{b}\mu - aM \\ \dot{\mu} &= (\rho + a)\mu - dM\end{aligned}$$

Il s'agit d'un système dynamique linéaire, qu'on peut également écrire :

$$\begin{pmatrix} \dot{M} \\ \dot{\mu} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -a & -\frac{\varepsilon^2}{b} \\ -d & \rho + a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} M \\ \mu \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{\varepsilon}{b}(c - \lambda_0 e^{\rho t}) \\ 0 \end{pmatrix}$$

On note  $k_1$  et  $k_2$  les valeurs propres de la matrice :

$$A = \begin{pmatrix} -a & -\frac{\varepsilon^2}{b} \\ -d & \rho + a \end{pmatrix}$$

L'équation caractéristique est :

$$(-a - k)(\rho + a - k) - \frac{\varepsilon^2 d}{b} = 0 \Leftrightarrow k^2 - \rho k - a(\rho + a) - \frac{\varepsilon^2 d}{b} = 0$$

$$\Delta = \rho^2 + 4 \left( a(\rho + a) + \frac{\varepsilon^2 d}{b} \right) > 0$$

$$k = \frac{\rho \pm \sqrt{\Delta}}{2}$$

La solution du système différentiel est alors de la forme :

$$M = a_{11} + a_{12}e^{\rho t} + a_{13}e^{k_1 t} + a_{14}e^{k_2 t}$$

$$\frac{\mu}{c} = a_{21} + a_{22}e^{\rho t} + a_{23}e^{k_1 t} + a_{24}e^{k_2 t}$$

Conditions initiales :

$$M_0 = a_{11} + a_{12} + a_{13} + a_{14}$$

$$\frac{\mu_0}{c} = a_{21} + a_{22} + a_{23} + a_{24}$$

Raccordement en  $T$  :

$$\mu_T = \frac{d}{\rho + 2a} M_T$$

$$\Leftrightarrow \frac{\mu_T}{c} = \frac{d/c}{\rho + 2a} M_T$$

$$\Leftrightarrow a_{21} + a_{22}e^{\rho T} + a_{23}e^{k_1 T} + a_{24}e^{k_2 T} = \frac{d/c}{\rho + 2a} (a_{11} + a_{12}e^{\rho T} + a_{13}e^{k_1 T} + a_{14}e^{k_2 T})$$

$$\Leftrightarrow \left( a_{21} - \frac{d/c}{\rho + 2a} a_{11} \right) + \left( a_{22} - \frac{d/c}{\rho + 2a} a_{12} \right) e^{\rho T} + \left( a_{23} - \frac{d/c}{\rho + 2a} a_{13} \right) e^{k_1 T}$$

$$+ \left( a_{24} - \frac{d/c}{\rho + 2a} a_{14} \right) e^{k_2 T} = 0$$

Utilisation de tout le stock de ressource :

$$R_t = \frac{c}{b} \left( 1 - \frac{\lambda_0}{c} e^{\rho t} - \varepsilon (a_{21} + a_{22}e^{\rho t} + a_{23}e^{k_1 t} + a_{24}e^{k_2 t}) \right)$$

$$= \frac{c}{b} \left( 1 - \varepsilon a_{21} - \left( \frac{\lambda_0}{c} + \varepsilon a_{22} \right) e^{\rho t} - \varepsilon a_{23} e^{k_1 t} - \varepsilon a_{24} e^{k_2 t} \right)$$

$$S_0 = \int_0^T R_t dt = \frac{c}{b} \left( (1 - \varepsilon a_{21}) T - \left( \frac{\lambda_0}{c} + \varepsilon a_{22} \right) \frac{e^{\rho T} - 1}{\rho} - \varepsilon a_{23} \frac{e^{k_1 T} - 1}{k_1} - \varepsilon a_{24} \frac{e^{k_2 T} - 1}{k_2} \right)$$

Identification des paramètres :

$$\dot{M} + aM + \frac{\varepsilon^2}{b} \mu$$

$$= \left[ a a_{11} + \frac{\varepsilon^2}{b/c} a_{21} \right] + \left[ a_{12}(\rho + a) + \frac{\varepsilon^2}{b/c} a_{22} \right] e^{\rho t}$$

$$+ \left[ a_{13}(k_1 + a) + \frac{\varepsilon^2}{b/c} a_{23} \right] e^{k_1 t} + \left[ a_{14}(k_2 + a) + \frac{\varepsilon^2}{b/c} a_{24} \right] e^{k_2 t}$$

$$\begin{aligned} & \dot{\mu} - (\rho + a)\mu + dM \\ &= \left[ -(\rho + a)a_{21} + \frac{d}{c}a_{11} \right] + \left[ -a_{22}a + \frac{d}{c}a_{12} \right] e^{\rho t} \\ &+ \left[ a_{23}(k_1 - \rho - a) + \frac{d}{c}a_{13} \right] e^{k_1 t} + \left[ a_{24}(k_2 - \rho - a) + \frac{d}{c}a_{14} \right] e^{k_2 t} \end{aligned}$$

donne

$$\begin{aligned} \frac{\varepsilon}{b/c} &= aa_{11} + \frac{\varepsilon^2}{b/c} a_{21} \\ -\frac{\varepsilon}{b/c} \frac{\lambda_0}{c} &= a_{12}(\rho + a) + \frac{\varepsilon^2}{b/c} a_{22} \\ 0 &= a_{13}(k_1 + a) + \frac{\varepsilon^2}{b/c} a_{23} \\ 0 &= a_{14}(k_2 + a) + \frac{\varepsilon^2}{b/c} a_{24} \\ 0 &= -(\rho + a)a_{21} + \frac{d}{c}a_{11} \\ 0 &= -a_{22}a + \frac{d}{c}a_{12} \\ 0 &= a_{23}(k_1 - \rho - a) + \frac{d}{c}a_{13} \\ 0 &= a_{24}(k_2 - \rho - a) + \frac{d}{c}a_{14} \end{aligned}$$

qui se réduit à

$$\begin{aligned} \frac{\varepsilon}{b/c} &= \left( \frac{a(\rho + a)}{d/c} + \frac{\varepsilon^2}{b/c} \right) a_{21} = -\frac{k_1 k_2}{d/c} a_{21} \Leftrightarrow a_{21} = -\varepsilon \frac{d/c}{b/c} \frac{1}{k_1 k_2} \\ -\frac{\varepsilon}{b/c} \frac{\lambda_0}{c} &= \left( \frac{a(\rho + a)}{d/c} + \frac{\varepsilon^2}{b/c} \right) a_{22} = -\frac{k_1 k_2}{d/c} a_{22} \Leftrightarrow a_{22} = \varepsilon \frac{d/c}{b/c} \frac{1}{k_1 k_2} \frac{\lambda_0}{c} \\ a_{11} &= \frac{\rho + a}{d/c} a_{21} \\ a_{12} &= \frac{a}{d/c} a_{22} \\ a_{13} &= \frac{\rho + a - k_1}{d/c} a_{23} \\ a_{14} &= \frac{\rho + a - k_2}{d/c} a_{24} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M_0 &= a_{11} + a_{12} + a_{13} + a_{14} \\ &= -\varepsilon \frac{\rho + a}{b/c} \frac{1}{k_1 k_2} + \varepsilon \frac{a}{b/c} \frac{1}{k_1 k_2} \frac{\lambda_0}{c} + a_{13} + a_{14} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\frac{\mu_0}{c} &= a_{21} + a_{22} + a_{23} + a_{24} \\ &= -\varepsilon \frac{d/c}{b/c} \frac{1}{k_1 k_2} + \varepsilon \frac{d/c}{b/c} \frac{1}{k_1 k_2} \frac{\lambda_0}{c} + \frac{d/c}{\rho + a - k_1} a_{13} + \frac{d/c}{\rho + a - k_2} a_{14}\end{aligned}$$

donne  $a_{13}$  et  $a_{14}$  en fonction de  $\lambda_0/c$  et  $\mu_0/c$  :

$$\begin{aligned}a_{13} &= \frac{\rho + a - k_1}{k_2 - k_1} \left( M_0 - \frac{\mu_0}{c} \frac{\rho + a - k_2}{d/c} + \varepsilon \frac{1}{b/c} \frac{1}{k_1 k_2} \left( k_2 + (\rho - k_2) \frac{\lambda_0}{c} \right) \right) \\ a_{14} &= \frac{\rho + a - k_2}{k_1 - k_2} \left( M_0 - \frac{\mu_0}{c} \frac{\rho + a - k_1}{d/c} + \varepsilon \frac{1}{b/c} \frac{1}{k_1 k_2} \left( k_1 + (\rho - k_1) \frac{\lambda_0}{c} \right) \right)\end{aligned}$$

La condition de raccordement en  $T$  donne :

$$aa_{21} + (\rho + a)a_{22}e^{\rho T} + (a + k_1)a_{23}e^{k_1 T} + (a + k_2)a_{24}e^{k_2 T} = 0$$

Enfin,

$$\begin{aligned}S_0 &= \frac{c}{b} \left( (1 - \varepsilon a_{21})T - \left( \frac{\lambda_0}{c} + \varepsilon a_{22} \right) \frac{e^{\rho T} - 1}{\rho} - \varepsilon a_{23} \frac{e^{k_1 T} - 1}{k_1} - \varepsilon a_{24} \frac{e^{k_2 T} - 1}{k_2} \right) \\ 1 &= \frac{\lambda_0}{c} e^{\rho T} + \varepsilon (a_{21} + a_{22}e^{\rho T} + a_{23}e^{k_1 T} + a_{24}e^{k_2 T})\end{aligned}$$

# Prix de référence du CO<sub>2</sub> et calcul économique

*Dominique Bureau*

*MEEDDAT*

Mai 2008

## Résumé

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 les efforts d'abattement au moindre coût global. La définition d'une valeur de référence pour établir ce prix du carbone demeure cependant un exercice difficile.

L'interaction avec les prix énergétiques est en particulier un sujet à examiner avec attention, et dans un cadre intertemporel. Dans cette perspective, on propose ici une maquette simple, qui intègre fondamentalement deux éléments :

- du côté du marché des combustibles fossiles, elle relâche l'hypothèse d'une ressource épuisable pure, avec un plafond strict de ressources, la véritable question étant en effet celle du degré d'utilisation qui sera fait du charbon, par exemple ;
- du côté des dommages climatiques, on écarte l'hypothèse d'une relation linéaire avec la concentration des gaz à effet de serre. Mais on écarte aussi l'hypothèse polaire alternative d'un strict plafond d'émissions cumulées admissibles.

La stabilisation des émissions de GES nécessite évidemment un signal-prix croissant. Le prix des combustibles fossiles le sera tendanciellement du seul fait

des mécanismes de marché. Mais cela est insuffisant, parce que les ressources charbonnières sont considérables et qu'il faut internaliser explicitement les dommages climatiques. Ceci requiert un prix spécifique, lui aussi croissant car les dommages ne sont pas seulement linéaires avec les concentrations. Plusieurs profils sont néanmoins possibles. La règle de Hotelling correspond à un cas limite, qui n'est pas cependant le plus pertinent compte tenu de la structure des dommages. Une référence « pigouvienne » semble plus appropriée.

## Introduction

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 les efforts d'abattement au moindre coût global.

La définition d'une valeur de référence pour établir ce prix du carbone demeure cependant un exercice difficile. Malgré les progrès réalisés (voir Guesnerie, 2003 ; Stern, 2006) pour mieux cerner les coûts d'abattement nécessaires pour réduire les émissions<sup>1</sup>, et plus récemment, notamment par le GIEC, pour évaluer les dommages dus au changement climatique, ces coûts restent entachés d'une grande incertitude.

De plus, la définition d'un tel prix du carbone doit prendre en compte les interactions entre ce signal-prix du carbone et l'ensemble du système de prix. À cet égard, les simulations réalisées dès 2002 par Magné et Moreaux soulignaient que, dans certains scénarios, la taxation du carbone générerait des transferts très importants de rente pétrolière, mais n'interdisait nullement l'épuisement des ressources pétrolières.

Plus généralement, la question de l'interaction entre valeur carbone et prix de pétrole est au cœur de nombreuses controverses, au moment où l'on étudie, en France, l'éventualité d'introduire une écotaxe carbone : faut-il chercher par là à établir seulement l'élément de prix carbone, ou au contraire, directement, le prix agrégé des combustibles fossiles ? Quelles conséquences tirer d'une situation où les prix du pétrole sont élevés par rapport à ses fondamentaux ? etc.

L'interaction avec les prix énergétiques est donc un sujet à examiner avec attention, et dans un cadre intertemporel. Dans cette perspective, on propose ici une maquette simple, pour faciliter la compréhension des modèles qui cherchent à intégrer la complexité du problème, mais dont les résultats sont de ce fait parfois plus difficilement appropriables, notamment dans leur articulation entre trajectoire optimale et instruments de politique publique. Celle-ci retient pour cela un cadre d'équilibre partiel, et intègre fondamentalement deux éléments :

- du côté du marché des combustibles fossiles, elle relâche l'hypothèse d'une ressource épuisable pure, avec un plafond strict de ressources, car ce n'est

<sup>1</sup> – Notamment par le biais de modélisations intégrées, telles POLES, GEMINI et IMACLIM, pour celles développées par les équipes françaises.

pas à proprement parler sur l'épuisement des ressources fossiles que l'on risque de buter, mais sur un problème d'économie de mise en exploitation ou non de certains gisements. Schématiquement, les réserves pétrolières et gazières faciles à extraire seront en effet vraisemblablement épuisées. En revanche, la question qui demeure est celle du degré d'utilisation qui sera fait du charbon, par exemple;

- du côté des dommages climatiques, on écarte l'hypothèse d'une relation linéaire avec la concentration des gaz à effet de serre<sup>1</sup>, qui ne reflète pas la mesure prise maintenant des impacts potentiels de leur accroissement cumulatif. Mais on écarte aussi l'hypothèse polaire alternative d'un strict plafond d'émissions cumulées admissibles, car elle ne refléterait pas non plus l'appréhension que l'on a aujourd'hui de ces dommages, et parce que le choix d'une cible de stabilisation (entre 450 ppm CO<sub>2</sub> équivalent et 550, par exemple) est un problème économique, qui doit résulter d'une analyse coûts/avantages. En effet, les coûts d'abattement à engager pour réduire les émissions sont eux aussi fortement croissants avec l'ambition de la cible de stabilisation retenue, car nos économies ne peuvent aisément se passer des combustibles fossiles.

L'objet du modèle développé ci-après est de décrire ces arbitrages, et d'illustrer en particulier : comment l'introduction des politiques de lutte contre le changement climatique peut modifier les comportements ; comment tous les profils de prix intertemporels en seront affectés, et avec quels déplacements de rentes, entre les différents producteurs de combustibles fossiles et les États.

L'étude se situant dans un cadre d'équilibre partiel, elle retient un taux d'intérêt exogène. À ce titre, si elle permet d'étudier les évolutions de prix relatifs entre combustibles fossiles, carbone et biens économiques courants, elle ignore les interactions éventuelles entre ceux-ci et le taux d'intérêt, étudiées par Guesnerie (2004) et récemment par Sterner (2007).

Par ailleurs, les dommages climatiques seront simplement résumés par une fonction agrégée, que l'on suppose quadratique. Il faudra évidemment considérer que celle-ci intègre les problèmes de non-diversification possible des risques liés au changement climatique, et les problèmes redistributifs et de vulnérabilité associés mis en lumière par la *Stern Review*.

L'objectif n'est pas d'apporter ici des éléments proprement nouveaux, mais seulement d'illustrer les principes de définition, et l'impact d'une écotaxe carbone optimale, dans un modèle prenant explicitement en compte l'économie des combustibles fossiles et celle des dommages climatiques. On examinera en particulier le statut de la règle de Hotelling dans ce cadre, celle-ci étant souvent proposée comme référence pour définir la trajectoire de la valeur carbone.

La première partie établit le cadre d'analyse, que l'on résout explicitement ensuite pour un cas particulier (deuxième partie). La troisième partie en tire quelques enseignements pour la prise en compte d'une valeur carbone dans le calcul économique et les décisions publiques.

1 - Celle-ci conduirait à un profil uniforme de prix du carbone, incompatible en général avec une stabilisation progressive des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère (cf. *infra*).

# 1. Cadre d'analyse

## 1.1. Le modèle

On considère un programme simple d'optimisation de l'extraction et de l'usage des combustibles fossiles, tenant compte de la diversité des coûts d'extraction des différents gisements, et du fait que cet usage est associé à des émissions de  $\text{CO}_2$ , qui s'accumulent dans l'atmosphère et accroissent les risques climatiques.

Le problème est formulé en temps continu ( $t$ ). On note  $r$  le taux d'actualisation,  $x(t)$  le taux d'extraction et d'utilisation (par unité de temps) de la ressource, et  $s(t)$  le cumul de cette variable à l'instant  $t$ , qui présentera à la fois le prélèvement total opéré sur celle-ci à partir de  $t = 0$ , et (à un coefficient de normalisation près) la concentration supplémentaire de  $\text{CO}_2$  dans l'atmosphère résultant des émissions associées<sup>1</sup>. On suppose que les gisements sont exploités par ordre de mérite, et qu'extraction et consommation sont simultanées.

On note  $u(x)$  l'utilité retirée d'un niveau de consommation  $x$  en  $t$  (en d'autres termes, la demande vérifierait  $x = u^{-1}(p)$ , si le prix de marché, pour les consommateurs, vaut  $(p)$ ). On suppose les coûts unitaires d'extraction  $C(s)$  croissants avec  $s$ . Enfin, on note  $L(s)$  les dommages liés au changement climatique, qui dépendent donc du niveau de concentration de  $\text{CO}_2$  dans l'atmosphère.

Sous ces hypothèses, le problème d'optimisation s'écrit (en omettant  $t$  pour simplifier, lorsque les notations sont évidentes, et en notant par un « point » les dérivées par rapport au temps des variables) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \max \int_0^{\infty} (u(x) - C(s)x - L(s)) e^{-rt} dt \\ x(t), s(t) \\ \dot{s} = x \\ s(0) = 0 \end{array} \right. \quad (1)$$

On note  $\pi$  la variable adjointe associée à  $s$ , et  $H = (u(x) - C(s)x - L(s)) e^{-rt} + \pi x$ , l'hamiltonien de ce problème. La solution optimale vérifie donc (conditions nécessaires) :

$$\left\{ \begin{array}{l} u'(x) = C(s) + \pi e^{rt} \quad \text{pour tout } t \\ \dot{\pi} = -(C'(s)x + L'(s)) e^{-rt} \quad \text{pour tout } t \\ \lim_{t \rightarrow \infty} \pi = 0 \end{array} \right. \quad (2)$$

1 – On ignore ici, pour simplifier, l'épuration progressive de ces émissions, ce qui permet de ne considérer qu'une seule variable d'état dans les programmes étudiés.



La première relation exprime l'égalité, sur la trajectoire optimale, entre l'utilité marginale retirée de l'utilisation de la ressource fossile, et son « coût marginal social ». Celui-ci est la somme de deux termes, le coût unitaire d'extraction supporté à l'instant  $t$ , et les conséquences d'un supplément d'utilisation de la ressource à l'instant  $t$  pour les générations futures, dues à la fois à la nécessité de recourir ensuite à des gisements moins accessibles, et aux dommages climatiques. La variable  $\pi(t)$  résume la valeur actualisée de ces coûts sociaux, ramenée ensuite à l'instant  $t = 0$ . La seconde relation exprime la décroissance, au cours du temps, de ce coût social actualisé.

## 1.2. Décentralisation

La condition (2) correspond donc à un prix à la consommation instantané :  $C(s) + \pi e^{rt}$ , soit le coût marginal social actualisé défini ci-dessus.

Une telle trajectoire peut être réalisée par l'application d'une écotaxe variable en fonction du temps, dans les conditions suivantes, si le comportement des propriétaires des gisements fossiles est concurrentiel.

Pour cela on notera  $\tau(t)$  la valeur actualisée à  $t = 0$  de la taxe (qui, dans ce cas, peut indifféremment être perçue sur les producteurs ou les consommateurs) et  $m(t)$  la rente unitaire actualisée des producteurs opérant à l'instant  $t$ , qui capitalise donc l'avantage pour ceux-ci d'opérer avec des coûts d'extraction inférieurs à ceux des producteurs qui opéreront ensuite.

Le prix à la consommation vaudra donc, à l'instant  $t$  :  $C(s) + me^{rt} + \tau e^{rt}$ , soit :  $\pi = m + \tau$ .

Côté offre, la concurrence entre producteurs implique la condition suivante à l'équilibre :

$$\dot{m} = -C'(s)xe^{-rt} \quad \text{et} \quad \lim_{t \rightarrow \infty} m(t) = 0$$

Celle-ci exprime qu'aucun producteur n'a alors intérêt à modifier le moment où il exploite son gisement.

Cette condition traduit en effet qu'un producteur opérant en  $t$  n'a pas intérêt à reporter son exploitation en  $t + dt$  puisque l'effet en termes actualisés serait nul pour lui, au premier ordre, sachant que celui-ci opérerait alors avec le coût unitaire  $C(s(t))$  et non  $C(s(t+dt))$ , soit l'écart  $C'(s)x$ .

On vérifie alors que, si l'écotaxe vérifie :

$$\dot{\tau} = -L'(s).e^{-rt} \quad \text{et} \quad \lim_{t \rightarrow \infty} \tau = 0 \tag{3}$$

le comportement concurrentiel du secteur de la production conduit à la trajectoire optimale définie ci-dessus.

Dans ce cadre, le rôle des politiques publiques est d'établir cette seule valeur carbone, le fonctionnement des marchés des combustibles fossiles assurant ensuite la réalisation de la trajectoire optimale. Le fait que les émissions de  $\text{CO}_2$  et l'utilisation des combustibles fossiles soient complémentaires n'empêche donc pas que c'est sur la seule valeur carbone que doit se concentrer la régulation

publique<sup>1</sup>, étant noté toutefois que la définition de la trajectoire de  $\tau$  nécessite une optimisation d'ensemble, pour déterminer la trajectoire  $s(t)$  qui intervient dans la formule (3). Plus généralement, ceci suggère de bien distinguer la mise en place d'un signal-prix carbone, qui appelle un instrument spécifique, d'éventuelles autres interventions pour corriger des effets non concurrentiels sur les marchés de ces ressources. Certes les deux types d'instruments doivent être coordonnés, mais ils répondent à des imperfections de marché bien distinctes, appelant a priori autant d'instruments différenciés.

Avant d'examiner plus avant cette détermination de la valeur carbone, on peut évoquer le cas limite où  $L(s)$  correspond en fait à un plafond d'émissions  $S$ . Dans ce cas, la taxe actualisée sera constante, ou en d'autres termes la taxe courante croîtra en termes réels comme le taux d'actualisation (règle de Hotelling), exprimant que l'on doit être indifférent, au voisinage de la trajectoire actualisée, à déplacer un effort d'abattement marginal à un instant ou un autre (avant l'arrivée au plafond d'émissions).

## 2. Cas particulier

### 2.1. Hypothèses et résolution

On considère une demande linéaire, de pente  $\alpha$  et de demande maximale  $a_0$ , soit :

$$u(x) = \frac{a_0}{\alpha} x - \frac{1}{2\alpha} x^2$$

Par ailleurs, on considère pour les fonctions de coûts, des formules quadratiques, soit :

- pour les coûts unitaires d'extraction :  $C(s) = c_0 + cs$
- pour les dommages climatiques :  $L(s) = \lambda s + \frac{\mu}{2} s^2$

On note  $A = a_0 - \alpha(c_0 + (\lambda/r))$ , soit le niveau de la demande qui émergerait face à un prix reflétant les seuls termes linéaires des coûts (directs,  $c_0$ , et environnementaux,  $\lambda$ ). Après réécriture de la fonction objectif et intégration par parties, pour regrouper ensemble les parties linéaires, d'une part, et quadratiques, d'autre part, et notant  $d = rc + \mu$  le coefficient relatif à la dimension « quadratique » des coûts d'extraction et des dommages, le programme se réécrit :

$$\begin{cases} \max \int_0^{\infty} \left( \frac{A}{\alpha} x - \frac{1}{2\alpha} x^2 - \frac{1}{2} ds^2 \right) e^{-rt} . dt \\ \dot{s} = x \\ s(0) = 0 \end{cases} \quad (4)$$

1 – Cette recommandation sera encore renforcée si l'on introduit un relâchement possible de cette complémentarité, par le biais de projets de capture-stockage du carbone, par exemple.

D'où les conditions nécessaires :

$$\begin{cases} x = \dot{s} = A - \alpha \pi e^{rt} \\ \dot{\pi} = -d s e^{-rt} \\ \lim_{t \rightarrow \infty} \pi = 0 \end{cases} \quad (5)$$

La trajectoire pour le prélèvement cumulé (ou de manière équivalente, pour la concentration) vérifie donc l'équation différentielle du second ordre :

$$\ddot{s} - r\dot{s} - \alpha ds = -rA$$

$$\text{On note } \beta = \frac{r}{2} \left( \sqrt{1 + 4 \frac{\alpha d}{r^2}} - 1 \right) > 0$$

La seule solution de ce système, compte tenu des conditions aux limites sur  $\pi$  et  $s$ , est donc :

$$\begin{cases} s = s_l (1 - e^{-\beta t}) \\ x = \beta s_l e^{-\beta t} \\ \pi e^{rt} = (1/\alpha)(A - \beta s_l e^{-\beta t}) \\ \text{avec } s_l = (rA)/(\alpha d) \end{cases} \quad (6)$$

La concentration limite  $s_l$  est d'autant plus élevée que la demande nette ( $A$ ) est forte et inélastique, donc que les coûts d'abattement seront élevés, les combustibles fossiles n'ayant pas de substituts aisés. Elle est aussi plus forte si la préférence pour le présent est élevée; et évidemment réduite si les coûts d'extraction ou les dommages climatiques croissent fortement (termes quadratiques élevés, reflétés dans le paramètre «  $d$  », qui détermine en effet le rythme de la croissance du prix du produit).

Le coefficient  $\beta$  caractérise le rythme de décroissance de la demande. Si  $d$  est petit, on a  $\beta \cong \alpha d/r$ , et donc  $x(0) \cong A$ , c'est-à-dire le niveau de consommation face au prix  $c_0 + (\lambda/r)$  reflétant les termes linéaires des coûts d'extraction et des dommages. Si  $d = 0$ , le niveau de consommation optimal serait  $A$ , et les concentrations de  $\text{CO}_2$  croîtraient indéfiniment, face à ce coût marginal social constant  $c_0 + (\lambda/r)$ .

## 2.2. Mise en œuvre et statique comparative

Comme il a été vu (formule (3)), la trajectoire optimale peut être réalisée dans un cadre concurrentiel, en établissant une taxe  $\tau(t)$  dont la valeur courante vérifie :

$$\tau(t)e^{rt} = \frac{\lambda}{r} + \frac{\mu s_l}{r} \left( 1 - \frac{r}{r + \beta} e^{-\beta t} \right) \quad (7)$$

Le terme  $\lambda/r$  traduit le fait qu'une unité de consommation supplémentaire à un instant quelconque accroît indéfiniment la concentration de  $\text{CO}_2$  et donc les dommages de  $\lambda$  à chaque période ultérieure, d'où, pour cet élément, une valeur actualisée à cet instant égale à  $\lambda/r$ . En l'absence de terme quadratique dans les dommages ( $\mu = 0$ ), la valeur carbone à prendre en compte serait donc constante.

La prise en compte d'un terme quadratique ( $\mu > 0$ ) conduit en revanche à une valeur du carbone croissante.

On vérifie par ailleurs que :

$$\tau(t)e^{rt} = \int_t^{\infty} (\lambda + \mu s_i (1 - e^{-\beta u})) e^{-r(u-t)} . du$$

$$\tau(t)e^{rt} = \int_t^{\infty} L'(s(u)) e^{-r(u-t)} . du$$

En d'autres termes, cette écotaxe est bien une taxe pigouvienne classique, reflétant, pour orienter les choix de la génération présente, le coût marginal actualisé des dommages climatiques induit par un supplément de consommation en  $t$ , sur la trajectoire d'émissions optimale. Simultanément, la marge courante unitaire des producteurs pétroliers évolue comme suit :

$$m(t)e^{rt} = c \frac{\beta}{\beta + r} s_i e^{-\beta t} \quad (8)$$

Elle décroît donc progressivement (coefficient  $e^{-\beta t}$ ).

Ces deux formules (7) et (8) sont intéressantes car elles permettent d'appréhender, d'une part, la statique comparative, par rapport à un déplacement de la demande, par exemple; ou, d'autre part, l'impact sur la rente pétrolière de l'introduction de  $\tau(t)$ .

Sur le premier point, on constate que  $a_0$  plus élevé ne modifie que le paramètre  $A$  dans le système (6). Il conduit donc à une taxe carbone également plus élevée (car les consommations et donc les dommages sont plus élevés). Indépendamment même des aspects de déplacements de rente entre pays producteurs et pays consommateurs, qui conduisent à recommander de ne jamais « subventionner » l'utilisation de ces produits, ceci montre qu'il faut être très prudent vis-à-vis de l'idée d'utiliser la taxe carbone comme « amortisseur » des prix pétroliers.

Par ailleurs, la formule (8) traduit bien le fait que la marge des producteurs diminuera en général si l'on introduit une taxe carbone ( $d$  est accru, donc  $s_i$  est réduit, et  $\beta$  accru).

### 2.3. Illustration

Afin d'illustrer ces résultats, on s'est livré à un exercice numérique, à partir des valeurs indiquées dans l'encadré suivant.

#### Encadré 1 : Valeurs numériques

Les concentrations sont exprimées en ppm CO<sub>2</sub> eq.

On utilise comme jeu de paramètres :

$a_0 = 4,5$	$\alpha = 0,04$	$r = 4 \%$
$c_0 = 12,4$	$c = 0,3$	
$\lambda = 0$	$\mu = 0,066$	

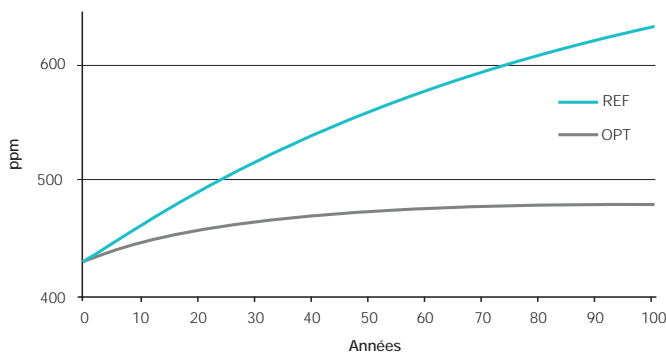
Ceci correspond à une élasticité-prix de la demande, mesurée au niveau actuel d'émissions, de l'ordre de 0,6.

Le coût initial d'extraction des ressources fossiles correspond à 20\$/baril, et triplerait après une trentaine d'années d'extraction au rythme actuel.

Pour les dommages climatiques, on a retenu une forme essentiellement quadratique, correspondant par ailleurs à un dommage équivalent annuel à 6 % du PIB pour un niveau de concentration de 630 ppm CO<sub>2</sub>eq (+ 4 °C par rapport au niveau pré-industriel, à horizon d'une centaine d'années).

Dans les schémas qui suivent, la simulation de référence (REF) correspond à l'équilibre concurrentiel (optimal en l'absence de dommage climatique). Compte tenu de l'épuisement progressif des ressources fossiles peu chères, la trajectoire des concentrations s'infléchit progressivement (effet « *peak oil* »); mais de manière insuffisante pour stabiliser la concentration de CO<sub>2</sub> à l'horizon d'une centaine d'années. Le scénario « optimal » (OPT) aboutit à une telle stabilisation, ici à environ 480 ppm<sup>1</sup>.

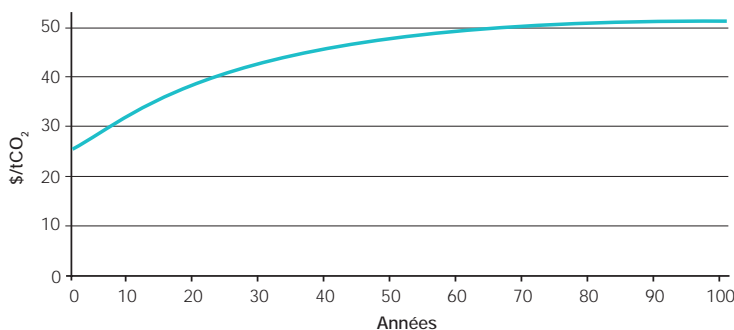
Graphique n° 1 : Évolution des concentrations



Source : CAS, simulation de (6) avec les paramètres de l'encadré 1

Pour cela, la taxe carbone à mettre en place a le profil suivant :

Graphique n° 2 : Valeur carbone



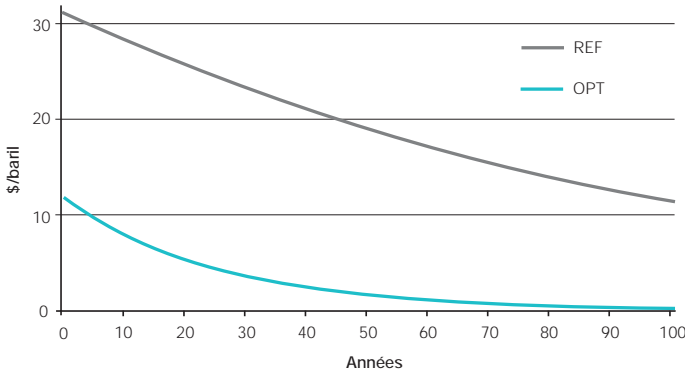
Source : CAS, simulation de (7) avec les paramètres de l'encadré 1

1 – On rappelle que l'objectif de ces simulations n'est que de décrire qualitativement les enchaînements, et qu'ainsi elles ne fournissent pas d'estimations propres des paramètres à prendre en compte, pour lesquels on renvoie donc aux modèles précités.

Étant rappelé que les valeurs numériques retenues ne sont là que pour fixer des ordres de grandeur, on observera que la valeur limitée de la taxe dans ce scénario résulte d'un effet d'épuisabilité des ressources fossiles relativement fort malgré tout, qui génère donc tendanciellement déjà une décroissance des émissions. L'introduction de l'écotaxe la renforce évidemment, mais en s'y substituant aussi pour partie, comme le montre l'évolution (non actualisée) de la rente<sup>1</sup> pétrolière unitaire, qui chute donc fortement avec la mise en place de la taxe.

En effet, la mise en œuvre d'une politique « carbone » réduit la demande pour les combustibles fossiles, et de ce fait la rente des producteurs de ces matières premières.

Graphique n° 3 : Rente pétrolière



Source : CAS, simulation de la formule (8) avec les paramètres de l'encadré 1

## 2.4. Prise en compte de facteurs de croissance

Les simulations qui précèdent ont considéré une demande sans effet revenu, ce qui conduisait, sur la trajectoire optimale, à une décroissance des émissions, dès l'instant initial. Cette hypothèse semble peu réaliste, compte tenu des tendances à leur accroissement, résultant notamment de la démographie et du décollage économique des grands pays émergents. Pour intégrer cette dimension, on peut modifier marginalement le modèle, en supposant que le coefficient de la demande  $A$  croît au cours du temps.

Plus précisément on supposera que le terme  $a_0$  est remplacé par  $a_0(1 - ke^{-gt})$ , d'où un coefficient  $A(t)$  variable, de la forme  $A_0 - ka_0e^{-gt}$ , avec  $A_0$  ayant la même valeur que  $A$  utilisé ci-dessus. La trajectoire optimale des émissions vérifie alors :

$$\ddot{s} - r\dot{s} - \alpha ds = -rA_0 + (r + g)ka_0e^{-gt}$$

Notant

$$s_t = \frac{rA_0}{\alpha d} \quad \text{et} \quad s_0 = \frac{r + g}{g(r + g) - \alpha d} ka_0$$

1 – Le prix du pétrole est la somme de cette rente et du coût unitaire d'extraction.

La trajectoire optimale vérifie :

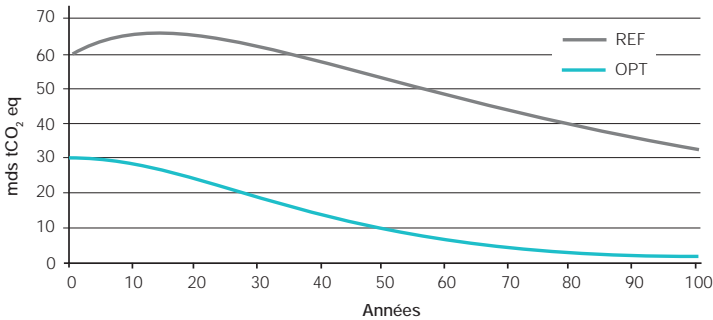
$$s(t) = s_1 + s_0 e^{-gt} - (s_1 + s_0) e^{-\beta t}$$

La taxe optimale carbone correspondante vaut :

$$\tau(t) e^{rt} = \frac{\lambda}{r} + \frac{\mu s_1}{r} \left( 1 - \frac{r}{r+\beta} e^{-\beta t} \right) + \mu s_0 \left( \frac{e^{-\beta t}}{r+\beta} - \frac{e^{-gt}}{r+g} \right)$$

Les simulations ci-après illustrent l'impact de ces effets pour  $a_0 = 7$ ,  $k = 0,25$ ,  $g = 0,07$ . La demande étant plus dynamique, le « peak oil » est reporté aussi de plus d'une quinzaine d'années dans la situation de référence.

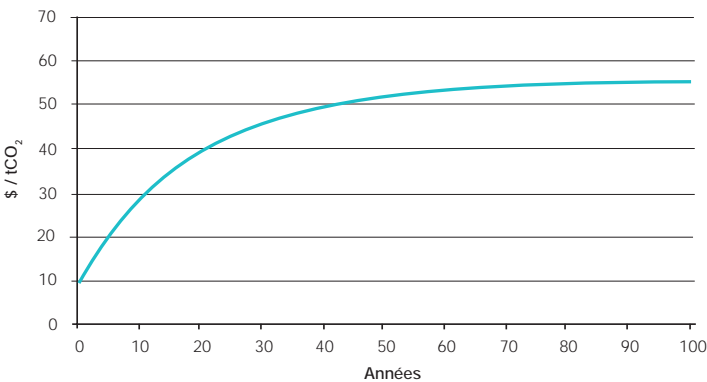
Graphique n° 4 : Émissions



Source : CAS, simulation avec les paramètres du § 2.4.

L'écotaxe optimale se trouve évidemment accrue sensiblement dans ce scénario, qui conduit par ailleurs à un niveau de stabilisation optimal plus élevé (510 ppm).

Graphique n° 5 : Écotaxe



Source : CAS, simulation avec les paramètres du § 2.4.

## 3. Valeur carbone et calcul économique

### 3.1. À propos de la règle de Hotelling

La règle de Hotelling pour les ressources épuisables, suivant laquelle leur prix doit croître au rythme du taux d'intérêt, illustre le fait que le calcul économique (l'actualisation) n'écrase pas forcément le long terme, si l'évolution des prix relatifs de ces ressources est bien prise en compte, l'évolution des prix pouvant ainsi induire l'abandon progressif du recours à ces ressources. Mais il s'agit là d'un cas limite, où la ressource est caractérisée par un plafond strict, correspondant soit à l'épuisement complet de la ressource, soit à la nécessité de ne pas dépasser un plafond d'émissions complémentaires.

Sous cette hypothèse, la seule question est en effet de répartir les efforts d'abattement sous le plafond. Mais 1 tCO<sub>2</sub> économisée l'année 1 ne vaut pas plus pour le calcul actualisé des dommages qu'une tonne économisée dans 20 ans. Les courbes de dommages issues du rapport Stern ne soutiennent pas cependant une hypothèse aussi brutale de coût des dommages passant soudain de 0 à l'infini.

Le modèle étudié montre que l'on aurait bien cependant un accroissement du prix relatif du carbone, mais à un taux décroissant avec le temps (formule (7), la formule (2) montrant que la décroissance de la valeur de  $\pi$  est générale).

Pour une valeur donnée de concentration limite, on aurait corrélativement un prix du carbone initial plus élevé. Ceci est cependant à apprécier en notant que le choix même de la cible de concentration devrait résulter d'une analyse économique, où ce plafond doit être endogène.

En résumé, la référence à la règle de Hotelling n'apparaît pas pertinente pour notre problème. Certes, une taxe carbone croissante au cours du temps est nécessaire pour orienter les choix des consommateurs et induire de leur part un basculement vers des technologies non émettrices de CO<sub>2</sub>. Mais la taxe correspondante optimale doit répondre à des principes « pigouviens », c'est-à-dire refléter à chaque instant la valeur actualisée des dommages environnementaux futurs associés à un recours marginal accru aux combustibles fossiles à l'instant  $t$ , ceux-ci croissant donc avec les niveaux de concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. On a en effet d'après (3) :

$$\tau(t)e^{rt} = \int_t^{\infty} L'(s(u)) \cdot e^{-r(u-t)} \cdot du \quad (9)$$

Il en résultera aussi que, les concentrations se stabilisant, la valeur carbone tendra également à se stabiliser : si la concentration est stabilisée à  $s_p$ , alors la taxe à appliquer à chaque instant vaut simplement  $L'(s_p)/r$ , taux vers lequel devrait donc converger toute taxe carbone.

Cette formule permet aussi de mettre en lumière les interactions entre prix du pétrole et taxe carbone : si un prix du carbone élevé est associé à une trajectoire de concentrations réduite, alors la taxe carbone pourra effectivement être réduite ; mais elle doit être augmentée comme on l'a vu, dans le cas contraire.



Une telle approche semble d'ailleurs cohérente avec l'esprit de la *Stern Review*, qui a souligné que la question de l'action vis-à-vis du changement climatique devait et pouvait être abordée en termes économiques, c'est-à-dire en termes de coûts et d'avantages. S'agissant de régler un problème d'externalité, il est alors normal, pour établir le signal-prix approprié du carbone, de se référer à une approche pigouvienne.

Comme on l'a suggéré ci-dessus, cette formule (9) est en effet de portée générale (Ulph, 1994), comme le montre l'équation d'évolution de la variable adjointe dans la formule (2). Celle-ci vaut dans son principe pour tout programme d'optimisation de ce type.

Dans le cas étudié, les deux parties, « carbone » d'un côté, et coût d'opportunité des combustibles les plus faciles à extraire de l'autre, s'ajoutent dans une variable globale de coût social marginal. Mais ces deux éléments sont clairement identifiables dans la formule (2). Un modèle plus réaliste, qui distinguerait mieux l'état des ressources fossiles et les concentrations de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, conduirait à introduire deux variables adjointes, séparant donc encore plus nettement la valeur carbone et la valeur fossile, les deux s'ajoutant ensuite pour établir le prix final du produit.

Le calcul de décentralisation réalisé au § 1.2. exprime ensuite que le coût social marchand lié à l'extraction d'une ressource fossile peu coûteuse en  $t$  (qui génère donc pour les générations futures un surcoût d'extraction égal à  $\int_t^\infty c' x e^{-r(u-t)} dt$ ) est égal à la rente des producteurs de ces ressources en situation concurrentielle (cette intégrale peut d'ailleurs se réécrire comme l'écart entre le coût moyen pondéré d'extraction future et le coût unitaire d'extraction du gisement à l'instant  $t$ ).

### 3.2. Valeur carbone et calcul économique public

La valeur carbone qui a été définie ci-dessus a vocation à s'appliquer, par le biais d'une écotaxe par exemple, à l'ensemble des choix publics et privés. De manière plus précise, celle-ci apparaît plutôt comme un prix « à la production » du carbone, qui doit donc s'appliquer sûrement à tous les choix de production, et à ceux de consommation, si les pouvoirs publics disposent par ailleurs des instruments appropriés pour régler les problèmes redistributifs.

S'agissant des choix publics, le recours à une valeur carbone dont l'évolution temporelle suivrait (à l'encontre de ce qui vient d'être vu) une stricte règle de Hotelling, est souvent perçu comme attractif. D'une part, cela permet d'associer aisément à chaque projet un « coût net à la tonne de carbone évitée ». D'autre part, cela introduit, dans le calcul économique public, des termes qui ne se trouvent pas « écrasés » par l'actualisation. Mais il est tentant alors de lui faire jouer un rôle de « proxy », allant au-delà des aspects strictement carbone, pour refléter tous les autres éléments externes de long terme à prendre en compte dans les évaluations.

Une telle approche ne semble pas le bon moyen pour intégrer plus de critères de soutenabilité dans les calculs de rentabilité socioéconomiques. Au contraire, ce qui précède suggère qu'il faudrait pour cela appliquer à chaque externalité la même démarche que celle suivie ci-dessus pour établir une valeur de référence et son évolution dans le temps.

Certes, il faut se défier d'une application simpliste des seuls critères de rentabilité immédiate, qui tendent à ignorer que la situation de référence ne pourra se prolonger indéfiniment sans buter sur des problèmes de congestion ou de legs négatifs aux générations futures, qu'il convient donc d'identifier. Mais il faut pour cela bien mesurer chacune des externalités à prendre en compte, aux différents horizons, et considérer l'ensemble des déformations de la structure des prix relatifs en résultant.

De même, il convient, au cas par cas, d'intégrer les valeurs d'option pertinentes, au regard des problèmes d'irréversibilité à prendre en compte.

Une telle approche systématique est nécessaire non seulement pour évaluer correctement les politiques, mais aussi pour sélectionner les instruments d'intervention appropriés, qui doivent assurer l'internalisation de chaque externalité.

En d'autres termes, on peut suspecter que, par le biais d'une valeur carbone actualisée constante (règle de Hotelling), on cherche en fait à corriger indirectement d'autres dérives de prix relatifs mal pris en compte, ou de valeur d'option ou d'effets d'entraînement, ou d'apprentissage, etc.

Mais il vaut mieux les expliciter chacun spécifiquement, d'où l'importance de compléter les recommandations sur la valeur carbone, avec des progrès dans la mise en œuvre du calcul économique vis-à-vis du long terme.

### 3.3. Cas des infrastructures de transport et de l'aménagement

Ce domaine (Bureau, 2008) permet d'illustrer ce qui précède et de le compléter en soulignant qu'il faut par ailleurs mener une réflexion systématique sur le passage entre valeur de référence carbone et prix, compte tenu :

- du rôle de la valeur carbone aussi bien pour les politiques de mitigation, que d'adaptation et d'innovation ;
- de la distinction à opérer entre la question de la définition pure de la valeur de référence, et les problèmes plus spécifiques de tarification (par exemple), où c'est un élément à prendre en compte, mais pas le seul ;
- des interactions avec d'autres distorsions (comme par exemple la sous-appropriabilité de l'innovation).

De manière plus précise, on est confronté dans ce cas à la question de l'articulation entre les politiques technologiques et les politiques visant la modification des comportements, via l'établissement d'un signal-prix approprié. De plus, il faut prendre en compte l'existence d'une fiscalité préexistante substantielle sur les carburants, qui complique le problème, en déterminant un coût de la tonne de carbone évité apparemment élevé pour beaucoup de mesures, suivant les évaluations usuelles.

Du point de vue méthodologique, le fil directeur de l'analyse était qu'il fallait se méfier dans ce cas d'une analyse trop « marginaliste », limitée à la question de la valeur de référence carbone. En effet, tout scénario de réduction sensible des émissions implique, pour le secteur des transports, des modifications structurelles qui ne peuvent être évaluées correctement si l'ampleur des transformations, et l'existence des distorsions préexistantes, ne sont pas prises en compte.

L'enjeu peut être illustré à propos de l'étalement urbain et des interactions entre infrastructures de transport public. Si l'on en reste à l'analyse marginale, un étalement urbain excessif peut résulter d'un défaut d'internationalisation des coûts externes de la route, ou de distorsions résultant – suivant le langage OCDE – de « subventions » à cet étalement, les citoyens ne supportant qu'une fraction du coût de développement des villes (Bureau, 2005).

Au-delà de la recommandation, qui demeure évidemment justifiée, d'internationalisation complète des coûts sociaux, on peut imaginer cependant des configurations plus complexes, avec plusieurs types de villes possibles, certaines plus étalées et recourant exclusivement aux transports routiers, d'autres correspondant à une ville dense et à un partage plus favorable aux transports collectifs. En présence de non-convexités (Daguspta *et al.*, 2003), les règles précédentes apparaissent alors insuffisantes pour orienter les structures urbaines.

Le problème sous-jacent est similaire à celui que l'on rencontre avec la tarification au coût marginal en matière de tarification d'infrastructure, par exemple, lorsque l'on craint que celle-ci maintienne en activité des structures improductives, et qu'on lui préfère, pour éviter ce risque, une tarification au coût moyen. De manière similaire, il faut donc bien distinguer la valeur de référence carbone (équivalent du coût marginal) et la manière dont celle-ci intervient ensuite dans les politiques (équivalent de la tarification, si l'on poursuit l'analogie).

Un autre débat récurrent, concernant la déclinaison au secteur des transports des politiques de changement climatique, oppose les tenants du tout signal-prix et ceux du tout technologique.

Les premiers soulignent qu'il est nécessaire d'agir sur tous les paramètres, et donc notamment les comportements ; et qu'une taxation, par exemple, impacte aussi les choix de R & D, en rendant rémunérateurs les efforts de réduction d'émissions. Les seconds rappellent les gains réalisés sur les consommations unitaires des véhicules par le passé, et la difficulté à trouver des gains équivalents du côté des comportements. En fait, il faut à la fois prendre en compte l'interaction entre le prix du carbone et les imperfections des marchés de l'innovation, mais aussi les effets rebonds suivant les progrès technologiques, l'amélioration de l'efficacité des véhicules diminuant leur prix d'utilisation, ce qui incite les usagers d'une part à augmenter la fréquence ou la portée de leurs déplacements, d'autre part à relâcher leurs efforts du niveau du choix des véhicules.

Pour autant un subventionnement de l'innovation est en général justifié, et si les politiques technologiques ne peuvent être mises en place au niveau souhaitable, il convient alors d'en tenir compte au niveau de la détermination de l'éco-taxe carbone. Là encore, le passage valeur carbone-fiscalité est donc un sujet en soi.

## Conclusion

La stabilisation des émissions de GES nécessite un signal-prix croissant. Le prix des combustibles fossiles le sera. Mais cela est insuffisant, parce que les ressources charbonnières sont considérables et qu'il faut internaliser explicitement les dommages climatiques. Ceci requiert un prix spécifique, lui aussi croissant car les dommages ne sont pas seulement linéaires avec les concentrations. Plusieurs profils sont cependant possibles. À cet égard, la règle de Hotelling correspond à un cas limite, qui n'est pas cependant le plus pertinent compte tenu de la structure des dommages. La référence « pigouvienne » semble plus appropriée.

## Références bibliographiques

- Bernard A., Vielle M. et Vigier L. (2005), « Première simulation de la directive européenne sur le quotas d'émission avec le modèle GEMINI-E3 », *Économie et Prévision*, n° 169-170, 2005-3/4/5, p. 171-196.
- Blanchard O., Criqui P., Kitous A. et Mima S. (2006), « Impact des politiques climatiques sur la prix du carbone et les marché de l'énergie ». *Revue d'économie financière*, n° 83.
- Bureau D. (2008), « Transports et changement climatique : cadre de référence pour l'action publique », *mimeo*.
- Bureau D. (2005), « L'évolution des réglementations : transports et environnement », *Économie et Prévision*, n° 167.
- Dasgupta P. et Maer K. G. (2003), « The Economics of Non Convex Ecosystems: Introduction », *Environmental and Resource Economics*.
- Hallegatte S., Hourcade J.-C. et Ambrosi P. (2006), « Using Climate Analogues for Assessing Climate Change Economic Impacts in Urban Areas », *Climatic Change*, 82, p. 47-60.
- Guesnerie R. (2004), « Calcul économique et développement durable », *Revue économique*, 55, p. 363-382.
- Guesnerie R. (2003), *Kyoto et l'économie de l'effet de serre*, rapport du CAE, n° 39, La Documentation française, Paris, 265 p.
- Stern N. (2006), *The Economics of Climate Change: the Stern Review*, UK House of Commons. Treasury : <http://www.hm-treasury.gov.uk>.
- Ulph A. et Ulph D. (1994), « The Optimal Path of a Carbon Tax », *Oxford Economic Papers*.

# La dynamique de la valeur carbone dans un cadre incertain

**Christian Gollier**

*Toulouse School of Economics (LERNA et IDEI)*

**Luc Baumstark**

*Université de Lyon (LET)*

## Introduction

En matière de politique contre le réchauffement climatique les pouvoirs publics sont confrontés à un double problème : d'une part, ils doivent arbitrer entre les intérêts de différentes générations, et d'autre part, ils doivent le faire en tenant compte des nombreux éléments d'incertitude qui marquent ce dossier : incertitudes sur les coûts associés à ce phénomène, incertitudes sur les progrès techniques qui permettront de les réduire. C'est finalement à ces deux questions principales que renvoie l'analyse théorique des trajectoires de la valeur du carbone sur le long terme. Proposer comme guide de l'action publique une trajectoire de la valeur carbone au cours du temps (un profil temporel) revient en effet à définir la répartition de l'effort de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans le temps : quel est le niveau optimal de concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère ? À quelle date optimale celui-ci peut-il être atteint ? À quel rythme les efforts doivent-ils être fournis pour l'atteindre ? Ces questionnements renvoient à différents concepts de préférences individuelles et collectives, comme le désir de lissage de la consommation dans le temps, l'aversion au risque, ou la prudence.

Il existe de fait dans la nombreuse littérature théorique et empirique une infinité de manières d'atteindre de tels objectifs. La question se pose dès lors de savoir si la réflexion théorique peut aider à comprendre cette diversité de résultats et,

dans une vision plus normative, à dégager des principes qui puissent fonder une règle d'action particulière.

Il convient tout d'abord de resituer les débats techniques développés par les économistes dans le cadre plus général des règles d'action publique et de montrer en quoi ces débats peuvent éclairer la décision publique (section 1). On rappellera dans un second temps les règles qui découlent des approches dans lesquelles l'incertitude n'est pas ou peu prise en compte (section 2). Après avoir rappelé les raisons pour lesquelles, sur le dossier de l'effet de serre, les résultats de ces approches traditionnelles restent peu pertinents (section 3), on montrera (section 4) avec un modèle simplifié comment l'introduction de l'incertitude peut amener à modifier la règle de Hotelling qui établit que la valeur carbone devrait croître au taux d'actualisation.

## 1. La décision publique face aux risques et aux incertitudes

Depuis plusieurs décennies, nos sociétés, sans doute parce qu'elles sont devenues plus riches et plus énergivores, prennent davantage conscience des risques à plus ou moins long terme auxquels leur développement rapide les expose. La gestion de ces risques et particulièrement la responsabilité des gouvernants dans cette gestion font l'objet de très vives controverses. Les dossiers emblématiques comme celui du sang contaminé, de la vache folle, de l'effet de serre ou encore plus récemment celui des OGM ont fait entrer l'action publique dans une nouvelle ère qui oblige à repenser en profondeur les règles d'action<sup>1</sup> au risque de voir la population perdre confiance dans les gouvernants et ce durablement.

Certes, aucune discipline instituée, droit, économie ou sciences politiques, ne peut réduire le débat à ses propres catégories : ces questions engagent en effet les représentations sociales du risque qu'on considère collectivement acceptable, les éléments juridiques relatifs aux responsabilités des agents, les logiques des acteurs économiques concernés, la production de l'expertise et son rôle dans le débat public, les règles démocratiques des arbitrages, les différentes approches philosophiques et morales engagées dans les prises de décisions, etc.

Il n'en demeure pas moins que la théorie économique a développé des instruments susceptibles d'éclairer les choix collectifs dans de tels contextes. Ceux-ci ont du mal à être compris et acceptés, et donc finalement à peser effectivement sur les décisions, d'autant plus que l'opinion publique conteste en général la légitimité de ces approches estimant que de tels enjeux collectifs relèvent de considérations éthiques et non de catégories purement « mercantiles ».

1 – On verra un excellent aperçu de ces débats dans les conclusions d'un séminaire sur l'action publique face aux risques publiées par le Commissariat général du Plan en 2002. Ce rapport débouche sur des recommandations qui visent à améliorer la capacité collective à organiser la « société du risque » qu'annonçait le sociologue allemand Ulrich Beck dès 1986.

Le rapport Stern sur le changement climatique et les débats qui ont suivi sa publication ont eu l'immense mérite de mettre en exergue non seulement les enjeux du réchauffement climatique mais certains débats économiques théoriques et parfois très techniques qui, bien que faisant l'objet de nombreuses recherches et publications, restent encore le fait d'un petit nombre. L'analyse économique commence à prendre sa place dans le débat.

La majorité des économistes s'accorde aujourd'hui sur le fait qu'il existe suffisamment d'éléments tangibles dans le dossier du réchauffement climatique pour justifier une action publique, malgré l'incertitude qui prévaut encore sur l'intensité du phénomène. La difficulté est donc moins sur ce point que dans les modalités à mettre en œuvre pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et particulièrement dans le rythme avec lequel de telles actions doivent être envisagées.

De manière caricaturale on peut discerner deux attitudes contrastées. Certains pensent qu'il convient d'agir massivement dans des délais très brefs, estimant que face à la catastrophe majeure, fût-elle de très faible probabilité, il n'est pas acceptable de différer les efforts à engager pour se prévenir d'un avenir qu'on ne souhaite pas (acceptation forte du principe de précaution). D'autres, au contraire (acceptation dite faible du principe de précaution), considèrent que l'effort doit être mené de manière progressive sachant notamment que l'information sur les risques se révèle au cours du temps et qu'une attitude prudente et rationnelle consiste à tout mettre en œuvre pour produire et disposer de cette information et dans le même temps engager les moyens pour être prêt à s'adapter au moindre coût aux différents scénarios possibles.

En s'orientant plutôt vers l'une ou l'autre de ces approches, on aura tendance à se positionner différemment sur toute une série de points qui font débat dans la communauté des économistes :

- sur le taux d'actualisation, qui permet de pondérer les valeurs économiques (coûts et avantages) actuelles et futures et qui détermine donc la prise en compte aujourd'hui de ce que nos actions immédiates impliquent pour les générations futures : on préférera par exemple un taux plus faible pour donner plus de poids aux impacts de long terme ;
- sur la manière de valoriser des dommages et des bénéfices non monétaires, environnementaux et sanitaires, associés aux choix d'aujourd'hui compte tenu de notre capacité limitée à anticiper l'ensemble des effets ;
- sur la manière dont on intègre l'incertitude dans le calcul économique : possibilité par exemple d'associer à ces incertitudes une prime de risque qui va dépendre du degré de variabilité des dommages et de la corrélation de ceux-ci avec la croissance économique ;
- sur la prise en compte de la dynamique de la résolution de l'incertitude dans le temps et du désir plus ou moins important d'attendre de réduire cette incertitude avant de prendre des décisions irréversibles ;
- sur l'appréciation du caractère irréversible des émissions de CO<sub>2</sub> et des mécanismes de l'effet de serre qui justifie qu'on donne une valeur d'option positive à un effort drastique et sans délai de réduction des émissions ;
- sur l'appréciation du caractère irréversible dans certaines infrastructures moins polluantes mais très coûteuses qui justifient qu'on donne une valeur d'option positive au report de ces investissements les plus lourds ;

- sur l'appréciation et la mesure de la capacité du progrès technique et de l'innovation à répondre aux défis du réchauffement climatique;
- etc.

Comme nous le verrons par la suite, l'incertitude scientifique sur les mécanismes de l'effet de serre comme sur l'anticipation du progrès des connaissances et des techniques a un effet très sensible sur la stratégie optimale (socialement efficace) à mettre en œuvre pour limiter les émissions de CO<sub>2</sub> et influe directement sur la manière d'envisager l'étalement des efforts dans le temps et donc, son corollaire pour les économistes, sur le profil temporel de la valeur carbone. Ce dernier point se situe bien au cœur du débat politique.

Le développement qui suit se propose de revenir rapidement sur les règles de référence définies dans un cadre certain.

## 2. Les référents traditionnels de la théorie standard dans un cadre certain

La question de l'effet de serre est appréhendée dans la littérature avec deux approches théoriques, traditionnelles, mais très différentes l'une de l'autre qu'on peut décliner dans un premier temps sans se préoccuper des éléments d'incertitude. Il est utile pour la suite de rappeler les principaux points.

La première approche, dite « pigouvienne », se construit en référence au coût social du carbone, c'est-à-dire au regard des coûts associés aux émissions de CO<sub>2</sub>. Toute la difficulté dans ce cas consiste à apprécier les fonctions de coût des dommages. Le décideur se trouve confronté à un calcul économique dans lequel il faut comparer les avantages, en grande partie immédiats, qu'on retire des activités émettrices de CO<sub>2</sub> aux dommages induits par ces émissions, qui se manifesteront dans un avenir plus ou moins éloigné. La réponse à ce problème suppose alors – c'est le résultat d'un calcul d'optimisation – de comparer le bénéfice marginal et le coût marginal de l'émission d'une tonne de CO<sub>2</sub>. Cela conduit à fixer la valeur de ce CO<sub>2</sub> au dommage marginal qu'il génère, après prise en compte de l'éloignement temporel de ce dommage et de l'incertitude qui l'affecte.

La seconde approche, dite « coût/efficacité », se construit en fixant de façon exogène l'objectif des émissions à atteindre à un horizon donné (peu importe que cet objectif résulte d'un calcul optimisé ou d'une négociation et d'un compromis entre les différents acteurs économiques et/ou politiques). Toujours est-il que, dans ce cas, on se concentre sur cet objectif de réduction en faisant en sorte de l'atteindre au coût le plus faible pour la collectivité.

Les principes normatifs d'action qu'on peut alors dégager de ces deux méthodes sont différents même si, dans l'absolu, ces méthodes peuvent conduire au même résultat, en particulier si l'objectif de réduction des émissions choisi dans l'approche coût/efficacité est issu d'une évaluation « pigouvienne ».



Dans le premier cas, approche « pigouvienne », une politique efficace s'accompagne d'une valeur carbone qui croît au même rythme que le dommage marginal estimé. Si l'on souhaite décentraliser l'effort dans une économie de marché par le biais d'une taxe par exemple, celle-ci devrait s'établir alors sur cette chronique de valeurs.

Dans le second cas, approche « coût/efficacité », une politique efficace s'accompagne d'une valeur carbone qui croît au rythme du taux d'actualisation ou du taux d'intérêt.

## 2.1. Positionnement théorique dans le cadre de l'approche pigouvienne classique

On considère tout d'abord une fonction de concentration du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère à chaque instant  $t$  qui dépend du stock résultant des émissions passées :

$$X_t = \int_0^{\infty} e^{-as} X_{t-s} ds$$

où  $a$  est un taux de dissipation lié au cycle du carbone. Cette dynamique de concentration génère une dynamique de dommages. À chaque instant  $t$ , la concentration  $X_t$  engendre un dommage  $D(X_t)$ .

À l'optimum, le prix du CO<sub>2</sub> ( $\tau_t$ ) qui devrait être supporté par les acteurs économiques et sur lequel ils déterminent leur niveau d'émissions de CO<sub>2</sub> doit être égal aux coûts du dommage marginal. La résolution du modèle donne la relation pigouvienne classique suivante :

$$\tau_t = \int_0^{\infty} e^{-(r+a)s} D'(X_{t+s}) ds$$

Dans cette approche, comme le montre ce résultat, il est évidemment primordial de pouvoir préciser la forme de la fonction des dommages. On peut dans un premier temps estimer, c'est le plus simple, et cela a souvent été retenu dans les modèles, que la température moyenne de la Terre est une fonction croissante de la concentration de dioxyde de carbone présent dans l'atmosphère et que les coûts croissent linéairement avec le niveau de concentration. Cette hypothèse simplificatrice hardie permet de simplifier considérablement cette relation.

Si  $D(X_t) = \beta X_t$  par exemple, alors la formule précédente devient :

$$\tau_t = \beta \int_0^{\infty} e^{-(r+a)s} ds = \frac{\beta}{r+a}$$

La question de la chronique de la valeur carbone est résolue, puisque la valeur carbone est ici constante. C'est un premier résultat opératoire.

Cette approche est évidemment contestée, à juste titre, car on estime que le coût des dommages croît sans doute dans des proportions plus importantes que l'augmentation de la concentration du CO<sub>2</sub>. Les climatologues anticipent en effet dans certains scénarios des effets d'irréversibilités dans lesquels le dépassement d'un seuil de concentration donné peut inverser certains mécanismes de régulation de la température et donc conduire dans des délais très brefs à des catastrophes s'accompagnant alors de coûts considérables. C'est d'ailleurs ce qui fait toute la difficulté de la décision publique dans ce dossier.

Si l'on considère donc une fonction des dommages convexe, comme dans le cadre de la *Stern Review*, dans laquelle les coûts croissent plus que proportionnellement à la concentration, par exemple en posant :

$$D(X) = \beta X^\gamma$$

où  $\gamma$  est un indice de la convexité de la fonction des dommages.

Si l'on fait apparaître le taux de croissance des émissions  $g$

$$X(t) = X_0 e^{gt}$$

la règle d'optimisation précédente devient :

$$\tau_t = \beta X_0^\gamma e^{\gamma gt} \int_0^\infty e^{(\gamma g - (r+a)s)} ds = \frac{\beta X_0^\gamma}{r + a - \gamma g} e^{\gamma gt}$$

Le changement d'hypothèse sur la fonction des dommages conduit ici à modifier les conclusions précédentes. La valeur carbone n'est plus constante, elle croît ici au taux  $\gamma g$  (plus vite que la croissance des émissions) et on note qu'elle dépend également du taux de dissipation  $a$ , cette croissance est d'autant plus forte que ce taux est faible.

Dans un monde stationnaire sans incertitude, le coût externe des émissions de  $\text{CO}_2$  est donc :

- constant dans le temps si on considère que les dommages sont une fonction linéaire de la concentration de  $\text{CO}_2$  dans l'atmosphère, ou
- croissant si l'on considère au contraire que les coûts marginaux croissent avec la concentration.

## 2.2. Positionnement théorique dans le cadre de l'approche coût/efficacité

Cette seconde approche semble contourner les principales difficultés rencontrées dans la démarche précédente puisqu'il n'est plus nécessaire de passer par l'analyse du coût social du carbone et de définir une fonction des dommages. L'objectif de réduction des émissions étant défini, on considère que le stock de  $\text{CO}_2$  susceptible d'être émis devient lui-même fini, le problème économique se transforme alors radicalement et peut être assimilé à celui dans lequel on s'interroge sur l'utilisation optimale d'une ressource rare. On est alors ramené au cas traditionnel et bien connu initié par Hotelling qui a fait l'objet lui aussi de nombreux débats et qui a été développé dans la littérature en économie de l'environnement sur la gestion des ressources naturelles épuisables. Sans entrer ici dans l'ensemble des développements théoriques, on rappellera le résultat final le plus simple qui établit que la valeur (prix) qui permet d'optimiser la consommation dans le temps de la ressource rare croît au même rythme que le taux d'intérêt, la question du prix initial restant un des points délicats de l'approche. Nous verrons, à la fin de cette réflexion, que ce point est une difficulté majeure.

En appliquant ce résultat au cas de la chronique d'émission de  $\text{CO}_2$  sous contrainte d'une concentration prédéfinie à horizon donné, on obtient que le coût marginal d'abattement (qui donne le niveau d'effort à produire à chaque instant  $t$ ) doit croître au taux d'intérêt.

Ce problème peut être étudié à partir des variables climato-économiques suivantes (l'indice temporel est omis) :

$\delta$  : taux d'impatience

$Y$  : PIB *business as usual*

$a$  : abattement

$C$  : coût d'abattement

$z$  : émission *business as usual*

$Z$  : objectif de concentration en  $T$

$\gamma$  : coefficient d'aversion au risque

$g$  : taux de croissance du PIB

$r$  : taux d'intérêt.

On considère un agent représentatif qui extrait du bien-être de la consommation du PIB ( $Y$ ) net du coût d'abattement  $C$ . Ce coût d'abattement peut varier dans le temps au gré des progrès technologiques et de la décroissance des rendements des efforts de réduction des émissions. L'objectif du planificateur consiste à maximiser une somme pondérée (par un facteur d'impatience décroissant au taux  $\delta$ ) du flux d'utilité généré par cette consommation nette. Par ailleurs l'objectif de réduction étant fixé par cette même société, on cherche la répartition de l'effort sur les différentes périodes qui permet de maximiser le bénéfice global sous cette contrainte exogène.

On pose le principe qu'à aucun moment le niveau de concentration  $Z$  maximal ne doit être dépassé. On tient compte pour cela du niveau de concentration actuel, des tonnes de  $\text{CO}_2$  qui seront émises chaque année en fonction de la croissance et des efforts engagés pour les réduire. A priori, il n'y a aucune règle simple permettant de partager cet effort qui peut être plus ou moins intense entre les différentes périodes. Heureusement, le programme de maximisation suivant :

$$\max_a \int e^{-\delta t} u[Y(t) - C(a(t), t)] dt \quad \text{s.c.q.} \quad Z_0 + \int (z(t) - a(t)) dt \leq Z$$

conduit à déterminer l'égalité suivante :

$$\frac{\dot{C}m_t}{Cm_t} = r$$

où  $Cm_t$  est le coût marginal d'abattement en  $t$ . Comme le coût marginal d'abattement est par définition la valeur du carbone, on en déduit le résultat suivant.

*Proposition* : dans le cadre d'une politique de lutte contre l'effet de serre ayant pour objectif de ne pas dépasser une concentration donnée à un horizon fixe, ceci dans un environnement sans incertitude, il est optimal de faire croître la valeur du carbone au taux d'intérêt.

*Preuve* : la condition du premier ordre du problème de maximisation sous contrainte peut s'écrire de la façon suivante :

$$e^{-\delta t} u'(c_t) Cm_t = \lambda$$

où  $c_t = Y_t - C(a(t), t)$  est la consommation nette par tête,  $Cm_t$  est le coût marginal d'abattement en  $t$ , et  $\lambda$  est le multiplicateur de Lagrange associé à la contrainte de concentration. En différenciant cette équation par rapport à  $t$ , on obtient :

$$\frac{\frac{\partial u_t'}{\partial t}}{u_t'} + \frac{\frac{\partial Cm_t}{\partial t}}{Cm_t} = \delta$$

Sous l'hypothèse classique d'aversion relative au risque constante  $\gamma$  et de croissance de la consommation nette à un taux constant  $g^1$ , le premier terme du membre de gauche est égal à  $\gamma g$ . L'équation ci-dessus peut donc se réécrire comme :

$$\frac{\dot{Cm}_t}{Cm_t} = \delta + \gamma g$$

Or, la règle bien connue de Ramsey nous dit que le membre de droite de cette égalité doit nécessairement être égal au taux d'intérêt  $r$ . Ceci conclut la démonstration.

Cette égalité montre que sur le sentier optimal de réduction, le coût marginal de l'effort d'abattement (la valeur carbone par définition) varie au même rythme que le taux d'actualisation.

L'intuition de ce résultat est simple. Considérons une stratégie consistant à reporter l'effort d'abattement à la marge de  $t$  à  $t + \Delta t$ . Cette stratégie est neutre par rapport à l'objectif de concentration. Mais elle permet d'épargner le coût marginal d'abattement en  $t$ , tout en augmentant le coût en  $t + \Delta t$  d'un montant égal au coût marginal d'abattement prévalant à cette date. Cette stratégie a un rendement positif si le coût marginal croît à un taux inférieur au taux d'intérêt. En effet, elle a une valeur actualisée nette égale à :

$$VAN = Cm_t - \frac{Cm_{t+\Delta t}}{(1+r)^{\Delta t}} \approx Cm_t \left[ 1 - \frac{1 + \frac{\dot{Cm}_t}{Cm_t} \Delta t}{1 + r \Delta t} \right] \approx Cm_t \Delta t \left[ r - \frac{\dot{Cm}_t}{Cm_t} \right]$$

Donc, si le coût marginal croît à un taux inférieur au taux d'intérêt, cette substitution intertemporelle est socialement désirable, et la chronique d'émission initialement considérée ne peut être optimale. Un raisonnement symétrique peut être fait lorsque le coût marginal croît à un taux supérieur au taux d'intérêt. En conséquence, une condition nécessaire d'efficacité est que le coût marginal d'abattement, donc la valeur carbone, croisse au taux d'intérêt.

Cette règle ne donne pas d'information sur la valeur initiale du carbone. Celle-ci doit être déterminée de telle sorte que la chronique de réduction des émissions qu'elle définit conduise à atteindre l'objectif de concentration à l'horizon fixé. Comme la valeur carbone est égale à chaque instant au coût marginal d'abattement, cette règle signifie tout simplement qu'une réallocation à la marge de l'effort d'abattement dans le temps n'affecte pas le coût social actualisé de l'effort, ce qui constitue une condition évidente d'efficacité sociale.

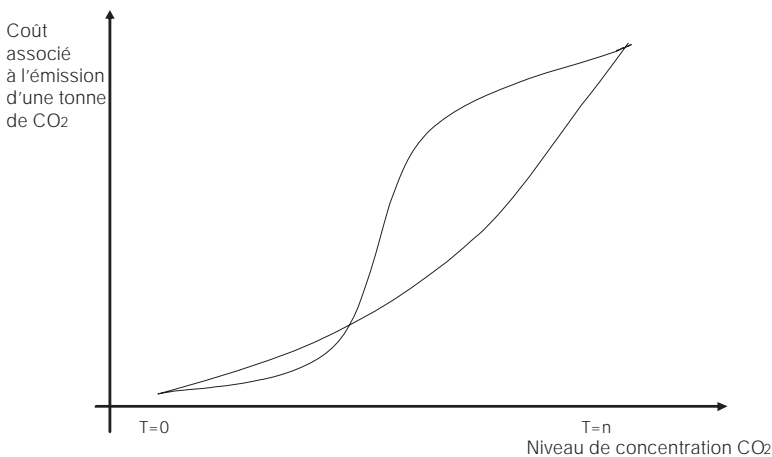
1 – Ces deux hypothèses sont faites ici pour le bénéfice de la simplicité de la démonstration. Le résultat ne dépend en fait aucunement de ces hypothèses.

Ces résultats classiques doivent être adaptés pour tenir compte notamment de deux points qui font l'objet de nombreuses controverses :

### *La neutralité de la substitution intertemporelle des émissions*

On suppose dans ce cadre simplifié que la substitution intertemporelle des émissions de  $\text{CO}_2$  n'a pas de conséquences sur les coûts. Ainsi une tonne de  $\text{CO}_2$  émise aujourd'hui serait du point de vue de l'effet de serre équivalente à une tonne de  $\text{CO}_2$  émise dans un horizon plus éloigné. Si l'on admet comme on le fait plus haut que les coûts associés à une émission de  $\text{CO}_2$  varient dans le temps et ce d'autant plus que le niveau de concentration augmente, on comprend qu'en supposant dans le calcul que cette substitution est possible à un coût nul on sous-estime les dommages intermédiaires. Comme le montre le graphique n° 1, très simple, on comprend qu'on peut atteindre un niveau de concentration donné à la fin de la période  $T$  par des trajectoires de réduction très différentes les unes des autres. L'objectif de réduction peut être respecté dans tous les cas, mais le bilan global du point de vue des coûts associés au changement climatique au cours du temps n'a aucune raison d'être identique si l'on suppose qu'il existe de fortes variations des dommages en fonction du niveau de concentration. En appliquant la règle traditionnelle précédente on reporte donc dans le futur des efforts qu'il aurait été sans aucun doute préférable de faire beaucoup plus tôt.

**Graphique n° 1 : Relation dommage/concentration**



Source : CAS, travaux de la commission présidée par Alain Quinet (2008)

Comme le montre simplement ce graphique, si l'on considère la somme actualisée à chaque instant  $t$ , le bilan (donné par les surfaces délimitées par la courbe et l'axe des abscisses) est significativement différent si l'on retient l'une ou l'autre de ces courbes. On voit également qu'un taux d'actualisation élevé a tendance à minimiser les écarts entre ces deux bilans puisque dans ce cas on donne plus de poids aux premières années pour lesquelles l'écart est le plus faible.

C'est un des points, repris dans le rapport Stern, et qui légitime une action plus sévère pour réduire les émissions.

### Le progrès technologique

Quel est l'effet du progrès technologique anticipé sur la chronologie des émissions? Le progrès technique constitue un argument souvent utilisé pour repousser les efforts dans le temps. On conçoit qu'il pourrait être pour la collectivité une erreur de réduire les émissions à un coût très élevé à l'instant  $t$  si en  $t + 1$  une innovation technologique permet de réduire autant, voire davantage, pour un coût moindre. On comprend également la complexité du problème dès lors qu'on établit qu'il existe un lien entre le niveau de croissance économique à l'instant  $t$  sur laquelle l'effort de réduction des émissions pourrait peser et les progrès techniques possibles à l'ensemble  $t + 1$  qui résultent en grande partie des efforts d'investissements importants réalisés en  $t$ . Du coup, faut-il engager des ressources aujourd'hui pour réduire les émissions ou faut-il au contraire engager des efforts dans la recherche pour pouvoir réduire les émissions demain à moindre coût?

Le résultat présenté dans la proposition ci-dessus nous indique que l'intensité du progrès technique (qui est pris en compte à travers le fait que  $C$  est une fonction directe de  $t$ ) n'a pas d'effet sur la vitesse à laquelle le coût marginal doit croître le long du sentier efficace. En revanche, le progrès technique va avoir un effet sur la vitesse à laquelle on va réduire les émissions dans le temps. Pour voir cela, récrivons la condition nécessaire d'efficacité comme :

$$rCm_t = \frac{d}{dt}Cm_t = \frac{\partial Cm_t}{\partial a} \frac{\partial a}{\partial t} + \frac{\partial Cm_t}{\partial t}$$

ou encore :

$$\frac{\partial a}{\partial t} = \frac{rCm_t - \frac{\partial Cm_t}{\partial t}}{\frac{\partial Cm_t}{\partial a}}$$

Le progrès technologique agit mécaniquement en réduisant le coût marginal d'abattement ( $\partial Cm_t / \partial t < 0$ ). Comme les rendements sont décroissants ( $\partial Cm_t / \partial a < 0$ ), la formule ci-dessus nous indique que le progrès technique rend plus pentue la chronologie de réduction des émissions dans le temps. Cela conduit à réduire le niveau initial de l'effort. En d'autres termes, l'anticipation d'importants progrès technologiques verts est un argument en faveur du report de la réduction des efforts. Pour quantifier ce phénomène, considérons la fonction de coût suivante :

$$Cm(a, t) = c_0 a^{1/\varepsilon} e^{-\rho t}$$

où  $\rho$  est le taux de progrès technique, et  $\varepsilon$  est l'élasticité des abattements à la taxe carbone, c'est à dire l'efficacité relative des taxes pour obtenir les réductions souhaitées. Dans ce cas, le coût marginal croît au taux d'intérêt seulement si

$$a^{-1} \frac{\partial a}{\partial t} = \varepsilon(r + \rho)$$

ou encore si

$$a(t) = a_0 e^{\varepsilon(r+\rho)t}$$

Le long du sentier optimal, les abattements doivent croître dans le temps au taux  $\varepsilon(r+\rho)$ . Plus le progrès technique est important, plus pentue sera la chronique des abattements, plus faible sera la valeur carbone initiale pour atteindre l'objectif de concentration final.

En résumé de cette présentation, plusieurs règles apparaissent. Avec la première approche (pigouvienne) la règle se fixe sur le coût des dommages marginaux estimés et son évolution dans le temps. Il n'y a pas de règle simple pour la valeur carbone, sauf à se prononcer sur la chronique des dommages.

Si l'on suit la seconde approche plus pragmatique pour contourner la difficulté posée par l'estimation des flux des dommages futurs, il paraît optimal de faire croître la valeur carbone au taux d'intérêt. Cette approche pragmatique constitue aujourd'hui la méthode systématiquement utilisée par les instances en charge de l'évaluation de la gouvernance du changement climatique. Elle nous donne donc un outil simple pour déterminer l'efficacité relative des différentes politiques proposées.

Comme le montre par exemple le graphique n° 2, on peut trouver dans la littérature des profils temporels de la valeur carbone extrêmement variés qui indiquent les degrés de liberté très larges qui existent sur les choix politiques portant sur les valeurs du carbone pour un objectif donné de stabilisation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. La plupart des chroniques de valeur carbone qui y sont suggérées ne respectent pas la condition nécessaire d'efficacité sociale.

Si on prend comme référence une valeur carbone de 20 \$/tC en 2000, et un taux d'intérêt réel de 2 %, la valeur carbone ne devrait pas dépasser en 2100 :  $20 \times 1,02^{100} \approx 145$  \$/tC.

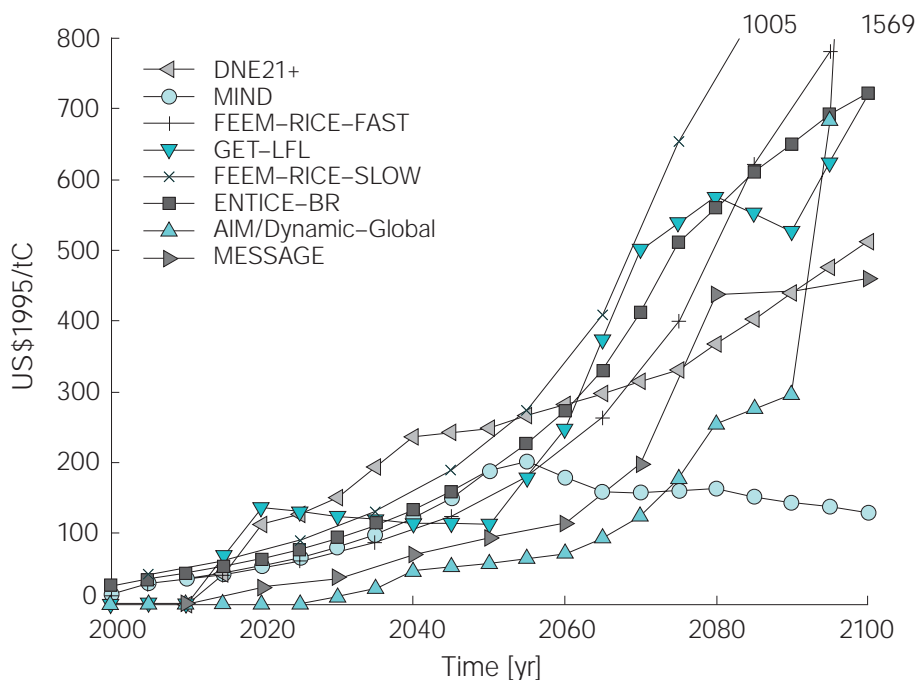
Les chroniques proposées conduisent pour la plupart à un effort immédiat trop faible, et un effort futur trop élevé, par rapport à l'optimum social intergénérationnel.

Les différences de chiffrage qu'on trouve dans la littérature peuvent s'expliquer par la différence des démarches et compte tenu des hypothèses :

- si l'on considère les modèles de contrôle optimal qui permettent d'obtenir des valeurs sociales du carbone, les variations peuvent s'expliquer en fonction du choix des modalités de l'optimisation (analyse coûts/bénéfices ou analyse coûts/efficacité), ou encore des paramètres de l'optimisation retenus (taux d'actualisation, fonction de bien-être social, etc.);
- si l'on considère les trajectoires de prix du carbone produites par les modèles d'optimisation énergétique, les différences peuvent s'expliquer sur les hypothèses des élasticités-prix des différentes énergies par exemple, puisque ces modélisations cherchent à obtenir (forcer) les bifurcations du système énergétique vers les usages et les technologies qui permettent d'atteindre les niveaux de réduction des émissions attendues dans le ou les secteurs considérés.

Mais ces explications sont insuffisantes.

**Graphique n° 2 : Trajectoires de valeur du carbone pour une stabilisation à 450 ppm CO<sub>2</sub>**



Source : Innovation Modeling Comparison Project, The Energy Journal, Special Issue, 2006

### 3. L'appréciation des incertitudes devient incontournable

De ces travaux, plusieurs dimensions<sup>1</sup> peuvent affecter de manière déterminante le profil temporel de la valeur carbone : les évaluations des dommages encourus avec le réchauffement climatique, le degré d'engagement des acteurs qui s'accordent sur un objectif de concentration, ainsi que les hypothèses sur le progrès futur. Ces différents éléments sont entachés de très fortes incertitudes. On étudie dans cette section l'impact de cette incertitude sur la chronique d'abattement socialement désirable.

1 – Il faudrait également intégrer la question des scénarios de croissance économique sous-jacente à tous ces travaux. On n'évoque pas cette question importante ici, compte tenu du fait qu'elle est également liée au choix du taux d'actualisation. Voir rapport Lebégue (2005).



### 3.1. L'incertitude face à l'ampleur du réchauffement et à la gravité de ses conséquences

Une des grandes inconnues qui alimentent la controverse sur les politiques en matière de changement climatique est celle du coût des dommages liés à une augmentation moyenne de la température. Deux attitudes se dégagent :

- celle qui considère que l'ampleur du réchauffement et la gravité de ses conséquences irréversibles (événements catastrophiques, effets d'emballement, variation à la baisse des processus d'absorption naturelle du carbone) doivent conduire à un effort plus important. Cette attitude incite à envisager dès aujourd'hui un objectif de réduction ambitieux, et donc à majorer la valeur du carbone ;
- celle qui considère que les progrès de la connaissance peuvent amener à une modération des jugements sur l'apparition des dommages, sur la réalité de la hausse des températures, les technologies d'adaptation disponibles comme la géo et climato-ingénierie, etc., et qu'il serait dès lors plus raisonnable de ne pas introduire un choc de prix initial trop important. Il serait plus rationnel de transférer l'effort dans le temps pour tirer meilleur parti de l'information future et de privilégier aujourd'hui la croissance, nécessaire pour financer le progrès technique et les nouveaux investissements plus sobres en carbone. Cette attitude conduit à s'engager sur des réductions d'émissions moins ambitieuses et donc une valeur du carbone plus faible.

### 3.2. L'incertitude sur le progrès technique

Le progrès technique est un élément clé de la lutte contre le changement climatique. Les simulations des modèles montrent très clairement la sensibilité des valeurs du carbone aux hypothèses sur l'émergence et la diffusion de nouvelles technologies plus sobres en carbone ou non : le coût et la faisabilité d'un objectif donné de réduction des émissions changent alors radicalement.

Il faut en pratique distinguer deux types d'incertitudes sur le progrès technique :

- l'incertitude sur l'innovation, qui pourra permettre à des technologies qui n'existent pas, ou seulement à titre très expérimental, d'être déployées à grande échelle d'ici une ou plusieurs décennies. C'est le cas, à des stades différents, des technologies de capture et séquestration du carbone, de la pile à combustible ou de la fusion nucléaire (ITER) ;
- l'incertitude sur la diffusion des technologies, qui se rapporte aux nombreux obstacles économiques, institutionnels et comportementaux pouvant freiner la diffusion du progrès technique dans le système économique. Cette seconde incertitude est aussi importante que la première.

Selon le dernier rapport d'évaluation du GIEC (WGIII, 2007), on dispose aujourd'hui d'options de réduction des émissions avec des technologies matures (énergies renouvelables, gains d'efficacité, etc.) pour se placer sur des trajectoires de stabilisation à 450 ou 550 ppme. Cette incertitude rappelle les débats sur l'existence ou non de larges potentiels « sans regrets » ou « à coûts négatifs » (GIEC, 1995, 2001) : il est possible en effet d'identifier un certain nombre d'évolutions technologiques qui présentent un bilan actualisé positif.

Le problème posé pour les deux prochaines décennies (jusqu'en 2030) est moins l'incertitude sur les technologies disponibles que celle concernant les instruments de régulation qui peuvent permettre d'exploiter les potentiels de réduction identifiés par les experts et de lever les obstacles à leur diffusion : accès à l'information, accès au crédit, coûts de transaction, etc.

Au-delà de 2030, en revanche, la poursuite de la « décarbonisation » des économies est conditionnée par l'arrivée à maturité de technologies aujourd'hui encore incertaines, tels la capture et séquestration du CO<sub>2</sub> ou les véhicules électriques. Ces incertitudes sur le progrès technique ont toujours été au centre de controverses sur les politiques de réduction des émissions, sur le tempo de l'action et, plus récemment, sur les outils de politique publique. En fait, la vision que l'on a des mécanismes de progrès technique est déterminante :

- on peut considérer que le progrès technique est une donnée exogène. Dans ce cas, plus on est optimiste sur le progrès technique à venir, plus il est économiquement rationnel de reporter une partie des efforts de réduction, lorsque l'arrivée à maturité des technologies faiblement émettrices permettra des réductions à faible coût ;
- on peut au contraire considérer que la vitesse et la direction du progrès technique dépendent des décisions économiques tout au long de la trajectoire ; dit autrement, le progrès technique résulte d'un ensemble de mécanismes *endogènes* à l'économie et d'incitations, et non d'une « manne qui tombe du ciel ». L'étude des déterminants endogènes de ce progrès technique insiste sur trois mécanismes centraux :
  - l'apprentissage par la pratique (*learning-by-doing*), lorsqu'une augmentation des investissements dans une technologie innovante induit progressivement une baisse des coûts de cette technologie ;
  - l'innovation induite par les efforts de R & D (*learning-by-searching*) ;
  - les effets de diffusion (*spillovers*) qui permettent à l'ensemble de l'économie mondiale de profiter d'innovations, même si celles-ci ont été réalisées dans un cadre restreint.

L'idée d'un apprentissage endogène (par la pratique ou par la R & D) modifie profondément le débat sur le tempo de l'action, puisque la question pertinente n'est plus de savoir si l'on doit être optimiste ou pessimiste sur le progrès technique, mais de prendre en compte le fait qu'une action précoce peut induire l'arrivée plus rapide de nouvelles technologies peu émettrices. Cette considération ouvre la voie à un débat sur les instruments les plus adaptés pour cette action précoce, certains considérant qu'il faut mettre l'accent sur les efforts de R & D dans le domaine énergétique, tandis que d'autres insistent sur l'importance du signal-prix et des gains d'apprentissage par la pratique, plaidant pour des objectifs de réduction immédiats. En fait, il est probable que la solution optimale soit une combinaison des deux (GIEC, WG III, 2007).

Lorsqu'on incorpore ces considérations de progrès technique dans l'analyse, il faut noter que l'incertitude sur le *coût marginal* d'abattement futur conduit à modifier la chronique des efforts de réduction d'émissions :

- l'optimisme sur l'émergence de technologies de rupture (captage du carbone, génération IV dans le nucléaire, hydrogène, etc.) conduit à préconiser un abaissement de la marche initiale ;

- la prise en compte du progrès technique induit amène à préconiser une élévation de la marche initiale, compensée par une diminution du taux de croissance de la valeur du carbone.

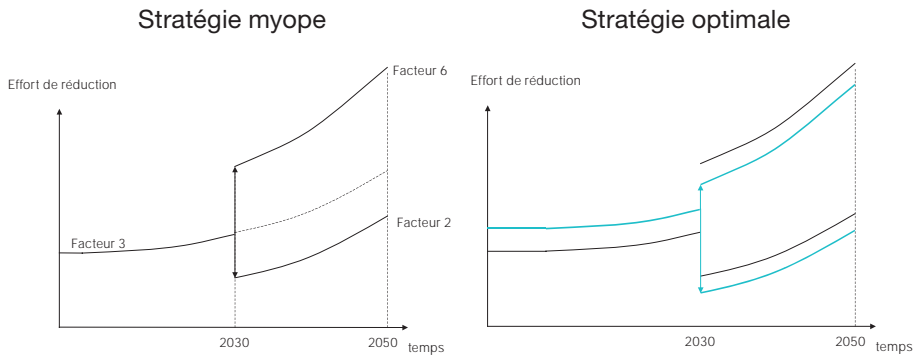
### 3.3. L'incertitude internationale sur le degré d'engagement des pays émetteurs de gaz à effet de serre

L'objectif de réduction des émissions mondiales n'est pour l'heure pas connu. Définir une valeur du carbone nécessite par conséquent de faire des hypothèses sur le niveau de rationnement des émissions de gaz à effet de serre qui sera endossé par la communauté internationale. La contrainte finale sur les émissions mondiales dépend principalement de l'évolution des rapports de force entre grandes puissances dans le cadre des négociations sur le post-2012. Le niveau d'ambition final de la lutte contre le réchauffement climatique traduira la propension plus ou moins grande des principaux pays émetteurs de gaz à effet de serre à s'engager dans une résolution concertée et coopérative de la question climatique. Ce jeu diplomatique aura pour toile de fond une connaissance scientifique en rapide mutation (notamment sur la nature et l'ampleur des dommages), qui pourrait conduire à réviser notre jugement collectif sur le niveau de contrainte pertinent, à la hausse (entrée plus précoce que prévu dans la partie « convexe » de la courbe des dommages) comme à la baisse.

Pour illustrer les implications pratiques de ces principes, considérons une incertitude de nature politique sur l'objectif de réduction des émissions, liée à un risque sur la stabilité des accords internationaux post-Kyoto ou à un risque technologique. Supposons par exemple qu'on anticipe aujourd'hui que les objectifs ont autant de chance d'être révisés à l'horizon 2030 à un niveau très contraignant (par exemple Facteur 6) ou au contraire à un niveau peu contraignant (par exemple Facteur 2). Si on fait abstraction de cette incertitude en prenant un scénario moyen<sup>1</sup> (Facteur 3) tout en suivant le principe d'une croissance de la valeur carbone au taux d'actualisation, on obtient une stratégie myope qui n'est pas socialement désirable. Observons en particulier qu'elle implique un effort supplémentaire de réduction particulièrement violent en 2030 si le scénario « Facteur 6 » se réalise. Cet effort initial supplémentaire aura été en revanche « inutile » si le scénario « Facteur 2 » se réalise, cet effet ne compensant que partiellement le premier. En augmentant l'effort entre aujourd'hui et 2030, on offre une assurance et une épargne de précaution, qui permet d'aborder le risque de révision des engagements en 2030 dans une situation plus favorable.

1 – Dans ce cas, si les Facteurs 2 et 6 sont équiprobables (probabilité = 0,5), le Facteur 3 moyen équivalent est obtenu sur la base de :  $0,5 \cdot (1/6) + 0,5 \cdot (1/2) = 1/3$ .

### Graphique n° 3 : Stratégie optimale en univers incertain



Source : Centre d'analyse stratégique d'après présentation de C. Gollier (Toulouse School of Economics)

#### 3.4. Introduction de la question du risque : ouvertures et perspectives

La « pureté » du résultat popularisé sous le vocable règle de Hotelling, qui fixe un cadre général pour la question de la gestion optimale de ressources non renouvelables en univers certain, doit donc être amendée pour tenir compte des nombreuses incertitudes qui entourent la lutte contre le changement climatique.

Dès les années 1980, cette question est apparue primordiale et les travaux intègrent les problématiques d'irréversibilité et de valeur de l'information. Les travaux (notamment l'usage de modèles de contrôle optimal résolu en décision séquentielle) se concentrant sur l'irréversibilité des émissions font apparaître une nécessité d'actions précoces plus importantes du fait des incertitudes, en raison de l'irréversibilité des changements climatiques créés par l'inaction<sup>1</sup>. Ces résultats doivent être relativisés si l'on prend en compte un autre type d'irréversibilité, celle liée aux investissements physiques (remplacement de centrales électriques au charbon par de l'éolien par exemple). La très large littérature sur les options réelles nous rappelle en effet qu'il y a dans ce cas une valeur d'option à reporter ces investissements physiques irréversibles en situation d'incertitude. Dans les approches stochastiques, les hypothèses sur la technologie et sur les dommages sont toujours au cœur des résultats, mais la trajectoire optimale consiste en un compromis entre des visions différentes, qui assure le maintien des possibilités de réorientation en cas de nouvelles informations (Ha Duong *et al.*, 1997).

La plupart des modèles d'évaluation font abstraction des incertitudes importantes rappelées ci-dessus. Il faut donc adapter leurs résultats. On peut dégager les intuitions suivantes de ce que dit l'économie de l'environnement sur la prise en compte de l'incertitude sur le sentier de réduction des émissions et sur la valeur carbone :

1 – On retrouve le même résultat avec des analyses coûts/bénéfices dès lors qu'on a des courbes de dommages présentant des non-linéarités (Ambrosi *et al.*, 2003).

- le rôle des irréversibilités. Dans un monde où l'on anticipe que les incertitudes environnementales, technologiques ou politiques vont se résorber rapidement, il y a une valeur d'option à engager des actions qui laissent les plus grands degrés de flexibilité à l'avenir. Néanmoins, cette observation générale ne donne pas d'indications claires concernant le signe de l'impact de l'incertitude sur l'importance de l'effort initial. Dans le cadre du changement climatique, l'irréversibilité environnementale (difficulté de récupération du CO<sub>2</sub> émis) milite en faveur d'un effort initial plus important. À l'inverse, l'irréversibilité du capital investi (difficulté de récupération des équipements installés) milite en faveur d'un effort initial faible ;
- le rôle de l'aversion au risque. Les incertitudes environnementales, technologiques et politiques constituent un risque financier que portent les générations futures. Augmenter l'effort initial de réduction d'émissions constitue pour elles une réduction du risque qu'il faut valoriser, en augmentant la valeur initiale du carbone ;
- le rôle de la prudence<sup>1</sup>. À l'instar d'un ménage prudent accumulant une épargne de précaution quand ses revenus futurs deviennent plus incertains, il est socialement désirable d'augmenter l'effort initial d'abattement pour s'offrir une « épargne de précaution » dans un contexte de forte incertitude initiale, quelle que soit son origine. Cette stratégie a pour avantage essentiel de réduire l'impact d'une mauvaise nouvelle à l'avenir qui, si ce scénario se réalisait, nécessiterait un effort massif d'abattement, aux conséquences économiques et sociales importantes.

Si l'on se place dans le contexte d'un objectif quantifié de concentration maximum de gaz à effet de serre à un horizon donné, il reste à définir l'étalement de l'effort pour atteindre cet objectif. En effet, une taxe élevée d'entrée de jeu incite les acteurs à faire un effort de réduction des émissions dans l'immédiat, ce qui permet de limiter les hausses ultérieures de la valeur carbone. Au contraire, une « marche » faible au démarrage conduit à des efforts réduits à court terme, qui obligent à une « pente » importante dans le profil temporel de la valeur carbone. Le niveau de la marche au démarrage est ensuite déterminé de manière à ce que le profil temporel de la valeur carbone ainsi obtenu conduise au respect de la contrainte de concentration.

À quel type de règles la prise en compte de ces incertitudes peut-elle conduire ? Faut-il remettre en cause la règle selon laquelle en situation de certitude tant sur l'objectif de concentration que sur les coûts futurs d'abattement, la stratégie socialement désirable de lutte contre l'effet de serre consiste à faire croître la valeur carbone au taux d'actualisation, ou taux d'intérêt<sup>2</sup> ? Et si oui, dans quel sens ?

On considère le modèle le plus simple possible pour étudier cette question.

Considérons un agent représentatif qui doit répartir son effort sur deux périodes  $t = 0, 1$ . Pour simplifier, on suppose que les dommages environnementaux se produisent au-delà de l'horizon temporel de cet agent.

1 – Voir par exemple Gollier *et al.* (2000).

2 – Abstraction faite du phénomène de « *natural decay* », c'est-à-dire de recyclage du CO<sub>2</sub> dans le cadre du cycle du carbone.

On note  $Y_t$  le niveau le revenu de cet agent à la période  $t$  dans le cadre du scénario « *business as usual* » (BAU).

Par rapport à ce scénario, une réduction totale des émissions d'un montant  $Z$  sur l'ensemble des deux périodes est imposée. Cet effort permet de satisfaire à une contrainte de concentration maximale prédéfinie.

Le problème porte sur la manière dont cette réduction est répartie sur les deux périodes.

Soit  $a$  le niveau d'abattement en première période par rapport au BAU. Le niveau d'abattement doit donc être égal à  $Z - a$  en deuxième période pour permettre d'atteindre l'objectif global.

L'effort d'abattement a un coût financier noté  $c_0(a)$  et  $c_1(Z-a)$  respectivement en première et en seconde période. Les fonctions  $c_0$  et  $c_1$  sont supposées croissantes et convexes. Le fait que  $c_1$  diffère potentiellement de  $c_0$  marque la notion de progrès technique. Les préférences de l'agent représentatif sont caractérisées par le facteur d'escompte psychologique  $\beta$  et par une fonction d'utilité sur la consommation finale notée  $u$ , supposée croissante et concave. La concavité de la fonction  $u$  décrit à la fois une préférence pour la réduction des inégalités de consommation dans le temps et une aversion pour le risque. L'objectif social consiste à rechercher le plan de réduction des émissions  $(a, Z-a)$  qui maximise la somme actualisée des utilités présente et future de l'agent représentatif.

La consommation finale à chaque période dépend du revenu de la période net du coût de l'effort d'abattement.

On obtient alors le programme d'optimisation suivant :

$$\max_{0 \leq a \leq Z} W = u(Y_0 - c_0(a)) + \beta E u(Y_1 - c_1(Z-a)) \quad (1)$$

La décision de réduction des émissions d'un montant  $a$  en première période se fait dans l'incertitude sur l'environnement de seconde période, d'où la présence de l'opérateur d'espérance  $E$  dans le second terme de la fonction objectif  $W$ . En effet, on suppose que vu de la période 1, l'objectif de réduction global  $Z$  et la fonction de coût  $c_1$  sont aléatoires. Cette incertitude ne se résorbe qu'au début de la seconde période.

Au vu des hypothèses du modèle, la fonction  $W$  est concave en la variable de décision  $a$ . La condition du premier ordre (par souci de simplification de notation, nous avons omis les déterminants des fonctions  $c_t$  et  $c_t'$ )

$$-c_0' u'(Y_0 - c_0) + \beta E c_1' u'(Y_1 - c_1) = 0 \quad (2)$$

est donc nécessaire et suffisante<sup>1</sup>. On peut réécrire cette condition de la façon suivante :

$$\frac{E c_1' u_1'}{E u_1'} = (1+r) c_0' \quad (3)$$

1 - On suppose dans la suite que les contraintes  $0 < a < Z$  ne sont pas liées.

où  $u'_t$  est l'utilité marginale à la date  $t$  ( $u'_t$  est aléatoire) et  $r$  est défini par l'équation suivante :

$$1+r = \frac{u'_0}{\beta E u'_1} \quad (4)$$

Notons que  $r$  défini par l'équation (4) n'est rien d'autre que le taux d'actualisation socialement efficace. En effet, le membre de droite de cette équation est le taux marginal de substitution entre consommation future et consommation présente (voir par exemple Gollier, 2007).

À partir de ce constat, l'équation (3) est facile à interpréter dans le cas particulier bien connu de la certitude. Dans ce cas, la simplification par  $u'_1$  conduit directement au résultat que  $c'_1 = (1+r)c'_0$ , c'est-à-dire que le coût marginal d'abattement doit croître au taux d'actualisation. Cela implique que la valeur actualisée nette d'une stratégie d'un report marginal de l'effort d'abattement est nulle. La stratégie efficace d'abattement est décentralisable en imposant une valeur carbone qui croît au taux d'actualisation.

En situation d'incertitude, le membre de gauche de l'équation (3) est une moyenne du coût marginal de seconde période, moyenne pondérée par l'utilité marginale de la consommation dans chaque état du monde.

On peut se limiter dans ce développement à l'analyse d'un cas particulier dans lequel le coût moyen en période  $t = 1$  est une constante :

$$c_1(Z-a) = \tilde{x} \cdot (Z-a) \quad (5)$$

où  $\tilde{x}$  est une variable aléatoire dont le support appartient à  $R^+$ . Dans ce cas, on a :

$$\frac{E c'_1 u'_1}{E u'_1} = E c'_1 + \text{cov}(\tilde{x}, u'_1 / E u'_1) \geq E c'_1 \quad (6)$$

puisque  $u'$  est décroissant en son argument, qui est lui-même décroissant en  $x$ . En combinant les équations (3) et (6), on obtient :

$$E c'_1 \leq (1+r) c'_0 \quad (7)$$

*Proposition* : dans le cas où le coût marginal d'abattement en  $t = 1$  est une constante inconnue à la date  $t = 0$ , cette incertitude conduit à faire croître la valeur carbone moins vite en espérance que le taux d'actualisation.

Pour compenser cette croissance de la valeur carbone plus faible, on peut penser que sa valeur initiale en  $t = 0$  sera plus élevée qu'en l'absence d'incertitude. L'intuition du résultat est basée sur le désir des agents économiques riscophobes de réduire le risque futur en faisant un effort initial plus important de manière à limiter l'exposition à l'incertitude technologique.

## Conclusion

Cette investigation théorique montre l'importance qu'il y a à inscrire la définition de la valeur carbone dans une démarche générale de prévention du risque climatique en situation d'incertitude. Le faire conduit en effet à modifier les règles traditionnelles de référence au moment où l'on définit un profil de la valeur carbone.

Au moment de décider d'un profil de la valeur carbone, il faut tenir compte du fait que l'incertitude se réduira au fil des années en fonction des informations nouvelles et que ce profil sera donc susceptible lui-même d'évoluer en fonction :

- des informations nouvelles sur le coût anticipé des dommages, sur le coût des efforts d'abattement révélés par les marchés de permis ou sur les prix des énergies fossiles ;
- des conséquences d'un éventuel écart entre les émissions de gaz à effet de serre observées et la trajectoire cible visée ;
- du résultat des négociations internationales, par exemple la Conférence des Parties prévue fin 2009 à Copenhague, si elle aboutit à un nouvel accord international.

L'incertitude ne doit pas conduire à l'inaction. Une stratégie de prévention du risque climatique doit au contraire s'attacher :

- à utiliser au mieux toute l'information disponible ;
- à minimiser les irréversibilités. Il faut agir de manière suffisamment rapide pour favoriser la production et la diffusion de nouvelles solutions techniques et éviter la survenance de dommages irréversibles, sans pour autant prendre le risque de « bloquer » la croissance en imposant à l'économie des contraintes trop strictes ;
- à suivre un processus de décision séquentiel, en adoptant à titre de précaution des objectifs initiaux ambitieux. Cette stratégie a pour avantage essentiel de réduire le choc d'une mauvaise nouvelle à l'avenir et d'aborder le risque de révision des objectifs dans une situation plus favorable.

Au total, la prise en compte de l'incertitude dans les modèles nécessite d'augmenter la valeur initiale du carbone et induit donc de ce fait une modification de la règle de la croissance de la valeur carbone au taux d'actualisation :

- d'une part, elle rend la valeur carbone future incertaine, c'est-à-dire dépendante d'informations futures ;
- d'autre part, en augmentant l'effort initial, elle réduit le taux de croissance *espéré* de la valeur carbone.



## Références bibliographiques

Ambrosi P., Hourcade J.-C., Hallegatte S., Lecocq F., Dumas P. et Ha-Duong M. (2003), « Optimal Control Models and Elicitation of Attitudes Towards Climate Damages », *Environmental Modeling and Assessment*, 8, p. 133-147.

Gollier C. (2007), Comment intégrer le risque dans le calcul économique?, *Revue d'économie politique*, 117 (2), 209-223.

Gollier C., Jullien B. et Treich N. (2000), « Scientific Progress and Irreversibility: An Economic Interpretation of the Precautionary Principle », *Journal of Public Economics*, 75, 229-253.

Ha-Duong M., Grubb M. J. ([www.econ.cam.ac.uk/faculty/grubb/index.htm](http://www.econ.cam.ac.uk/faculty/grubb/index.htm)), et Hourcade J.-P. ([www.centre-cired.fr/perso/hourcade/](http://www.centre-cired.fr/perso/hourcade/)) (1997), « Influence of Socioeconomic Inertia and Uncertainty on Optimal CO<sub>2</sub>-emission Abatement », *Nature*, 390, 270-274 : <http://minh.haduong.com/files/HaDuong.ea-1997-InfluenceInertiaUncertaintyAbatement.pdf>.

# TABLE DES MATIÈRES





# TOME 1

## La valeur tutélaire du carbone

*Rapport de la commission présidée par Alain Quinet*

### Introduction et principales conclusions \_\_\_\_\_ 7

1. L'évolution du contexte international depuis 2001 conduit aujourd'hui à réévaluer la valeur du carbone recommandée par le rapport Boiteux \_\_\_\_\_ 8
2. La commission mise en place par le Centre d'analyse stratégique s'est appuyée sur les engagements européens et sur un usage raisonné des modèles économiques pour proposer une nouvelle valeur tutélaire du carbone \_\_\_\_\_ 9
3. Les travaux de la commission débouchent sur une valeur réelle du carbone croissant continûment dans le temps à l'horizon 2050 \_\_\_\_\_ 11
4. La mise en place d'une valeur carbone s'inscrit dans une démarche générale de prévention du risque climatique en situation d'incertitude \_\_\_\_\_ 13
5. La commission a jugé utile de formuler quelques recommandations sur le bon usage de la valeur du carbone \_\_\_\_\_ 14

### Chapitre 1

#### Les enjeux d'une réflexion sur la valeur du carbone \_\_\_\_\_ 17

1. Le mandat confié à la commission \_\_\_\_\_ 17
  - 1.1. Le contexte de la saisine du Centre d'analyse stratégique \_\_\_\_\_ 17
  - 1.2. Une longue tradition du calcul économique en France \_\_\_\_\_ 18
2. Les usages possibles d'une valeur tutélaire du carbone \_\_\_\_\_ 19
  - 2.1. Un référentiel pour valoriser l'effet de serre dans l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements publics \_\_\_\_\_ 20
  - 2.2. Un instrument pour définir et évaluer l'efficacité des grandes politiques publiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre \_\_\_\_\_ 21
  - 2.3. Une référence pour le calibrage des instruments de régulation économique \_\_\_\_\_ 21
  - 2.4. Un signal pour les choix de R & D et d'investissement des entreprises \_\_\_\_\_ 22
3. Les travaux de la commission \_\_\_\_\_ 23
  - 3.1. L'organisation de la commission et de ses travaux \_\_\_\_\_ 23
  - 3.2. La logique de construction du rapport \_\_\_\_\_ 24

**Chapitre 2**

**Le nouveau contexte international de la lutte contre le changement climatique \_\_\_\_\_ 25**

<b>1. L'avancée des travaux scientifiques autour de l'effet de serre et du changement climatique _____</b>	<b>26</b>
1.1. Un objet scientifique mieux balisé : le rôle essentiel des travaux du GIEC _____	26
1.2. Les enjeux économiques du dérèglement climatique _____	31
<b>2. Le traitement international de l'effet de serre et les incertitudes à venir _____</b>	<b>33</b>
2.1. La dynamique créée par le protocole de Kyoto _____	33
2.2. Les incertitudes sur la suite des engagements internationaux _____	35
2.3. Les objectifs de la France et de l'Union européenne _____	36
<b>3. Le changement de tendance dans l'évolution des prix de l'énergie _</b>	<b>37</b>
3.1. L'envolée des prix du pétrole _____	38
3.2. Le renchérissement du charbon _____	40
<b>4. L'émergence des marchés du carbone _____</b>	<b>41</b>
4.1. La mise en place d'un marché européen de quotas de CO <sub>2</sub> _____	41
4.2. Prix de marché et valeur tutélaire du carbone _____	43
<b>Conclusion _____</b>	<b>44</b>

**Chapitre 3**

**Les différentes approches de la valeur du carbone \_\_\_\_\_ 45**

<b>1. Les références pour définir la valeur du carbone _____</b>	<b>46</b>
1.1. Le coût social des dommages et l'analyse coûts/avantages _____	46
1.2. Le coût d'abattement des émissions de CO <sub>2</sub> _____	48
<b>2. Les exercices institutionnels de détermination d'une valeur tutélaire du carbone _____</b>	<b>51</b>
2.1. Le précédent exercice de la commission Boiteux _____	51
2.2. Les valeurs du GIEC _____	52
2.3. Le référentiel proposé par l'administration britannique _____	52
2.4. L'exercice de simulation de l'administration américaine _____	53
2.5. Les travaux entrepris par la Commission européenne _____	54
2.6. Synthèse _____	56
<b>3. Positionnement à l'égard de la démarche du rapport Stern _____</b>	<b>57</b>
3.1. Une approche économique pour éclairer la décision publique _____	58
3.2. L'approche coûts/efficacité et l'approche coûts/avantages _____	60
3.3. La question du taux d'actualisation _____	64

## Chapitre 4

### Les enseignements de l'analyse économique de l'environnement \_\_\_\_\_ 66

1. Une valeur unique du carbone, qui peut se décliner de manière différenciée au niveau des instruments de politique économique \_\_\_\_\_ 66
  - 1.1. Les enjeux d'un référentiel unique \_\_\_\_\_ 67
  - 1.2. Une différenciation possible au niveau des instruments économiques \_\_\_\_\_ 68
2. La trajectoire optimale de la valeur carbone \_\_\_\_\_ 70
  - 2.1. Un modèle simplifié de contrôle optimal pour appréhender la gestion des ressources épuisables : la règle de Hotelling \_\_\_\_\_ 70
  - 2.2. L'adaptation de la règle de Hotelling à l'effet de serre \_\_\_\_\_ 71
3. Les amendements à apporter à la règle de Hotelling \_\_\_\_\_ 76
  - 3.1. Les mécanismes d'absorption naturelle du CO<sub>2</sub> \_\_\_\_\_ 76
  - 3.2. La prise en compte de l'incertitude \_\_\_\_\_ 76
  - 3.3. Les enseignements à tirer pour l'élaboration du référentiel carbone \_\_\_\_\_ 81

## Chapitre 5

### Les scénarios de modélisation \_\_\_\_\_ 82

1. Le rôle de la modélisation \_\_\_\_\_ 83
  - 1.1. Les modèles technico-économiques \_\_\_\_\_ 83
  - 1.2. Les modèles macroéconomiques \_\_\_\_\_ 84
2. Les exercices de simulation \_\_\_\_\_ 85
  - 2.1. Les simulations d'un modèle théorique simplifié \_\_\_\_\_ 85
  - 2.2. L'exercice de modélisation \_\_\_\_\_ 88
  - 2.3. Les trois scénarios polaires étudiés \_\_\_\_\_ 88
  - 2.4. La construction du scénario de référence \_\_\_\_\_ 91
  - 2.5. Les principaux résultats des simulations \_\_\_\_\_ 91

## Chapitre 6

### La trajectoire de valeurs du carbone \_\_\_\_\_ 97

1. Une concentration de 450 ppme au centre des objectifs considérés \_\_\_\_\_ 97
  2. Les recommandations \_\_\_\_\_ 98
    - 2.1. Une valeur en 2030 autour de 100 euros la tonne de CO<sub>2</sub> \_\_\_\_\_ 98
    - 2.2. Une règle de Hotelling calée sur 4 % à partir de 2030 \_\_\_\_\_ 98
    - 2.3. Une valeur initiale 2010 à 32 euros la tonne de CO<sub>2</sub> \_\_\_\_\_ 99
  3. La sensibilité de la valeur du carbone au prix des énergies fossiles \_\_\_\_\_ 100
    - 3.1. Le référentiel et le contexte des prix énergétiques \_\_\_\_\_ 101
    - 3.2. Prix des énergies et valeur du carbone : les signaux des marchés et les simulations des modèles \_\_\_\_\_ 103
- Conclusion générale \_\_\_\_\_ 106

<b>Annexes</b>	<b>107</b>
Lettre de saisine du Premier ministre	109
Composition de la commission	110
Tables	112
Bibliographie	114

# TOME 2

## Exercices de modélisation et contributions

### Chapitre 1

#### Simulations réalisées avec le modèle GEMINI-E3 pour la détermination de la valeur carbone

<b>Alain Bernard et Marc Vielle</b>	<b>121</b>
Résumé	121
1. Le modèle GEMINI-E3	123
1.1. Structure et fonctionnement du modèle	124
1.2. La réalisation d'une version GEMINI-E3 long terme	126
2. Le compte de référence	131
3. Scénarios de contrainte des émissions de gaz à effet de serre	136
3.1. Scénario européen unilatéral	136
3.2. Scénarios de contrainte globale	149
4. Scénarios de prix élevés des énergies	156
4.1. Le nouveau compte de référence	156
4.2. Scénario Europe Unilatéral et prix élevés des énergies	157
4.3. Scénario 450 ppm et prix élevés des énergies	158
5. Synthèse et travaux futurs	159
Références bibliographiques	161
<b>ANNEXE</b>	
Tableaux détaillés des simulations	162

## Chapitre 2

### Trajectoires de prix du carbone calculées avec le modèle IMACLIM-R

Renaud Crassous \_\_\_\_\_ 203

Introduction : Délimitation du sens de la « valeur » du carbone	203
1. Scénario de référence	207
2. Scénarios de stabilisation	210
2.1. Hypothèses concernant les politiques mises en œuvre	210
2.2. Trajectoires de prix du carbone	212
2.3. Contributions sectorielles aux efforts de réduction	214
2.4. Contributions régionales aux efforts de réduction	217

## Chapitre 3

### Scénarios d'émission pour les chroniques de la valeur tutélaire du carbone

Patrick Criqui, Silvana Mima et Alban Kitous \_\_\_\_\_ 220

1. Profils d'émission	220
1.1. Le scénario S1 ou « l'Europe isolée »	223
1.2. Le scénario S2 ou « des engagements différés »	224
1.3. Le scénario S3 ou « une gouvernance mondiale forte »	225
1.4. Le scénario S4 ou « une gouvernance mondiale peu ambitieuse »	226
2. Développement énergétique dans les scénarios de contrainte carbone	226
2.1. Le scénario de base	226
2.2. L'introduction des contraintes d'émission	233
3. Scénarios de forte contrainte d'émission (S3); convergence économique et énergétique	240
3.1. Croissance de la population et convergence économique	240
3.2. Convergence des profils énergétiques	241
3.3. Indicateurs sectoriels, logement et transports	244
4. Scénarios alternatifs et tests de sensibilité	245
4.1. Scénario alternatif S3b = prix du pétrole exogène	245
4.2. Scénario alternatif S3c = S3 + progrès technique endogène, AEEI et anticipations renforcées	248
4.3. Synthèse et courbes de coûts marginaux de réduction <i>ex-post</i>	249

## ANNEXES

Annexe 1 : Études modèle POLES disponibles sur la Toile	252
Annexe 2 : Le modèle POLES	253
Annexe 3 : Paramètres et hypothèses-clés	264



Chapitre 4

Analyse des résultats des modèles

Hervé Pouliquen \_\_\_\_\_ 272

1. Objectif : combiner l'utilisation des modèles pour définir une chronique carbone d'ici à 2050 _____	272
2. Trois modèles mondiaux utilisant une approche « top-down » _____	276
3. Hypothèses _____	276
4. Trois objectifs de contraintes européens et mondiaux _____	276
4.1. Scénarios objectifs _____	276
4.2. Profils d'émissions _____	276
5. Les modèles donnent des comptes de référence différents _____	280
6. Valeur du carbone _____	282
6.1. Les valeurs du carbone produites pour les modèles d'ici à 2050 sont dans la fourchette de celles données par le quatrième rapport du GIEC pour une stabilisation à 550 ppm _____	282
6.2. La valeur du carbone est fortement influencée par le mécanisme d'anticipation de prix interne au modèle _____	284
6.3. Les profils d'atténuation des émissions en fonction de la valeur du carbone sont voisins pour les scénarios Europe seule et 450 ppm _____	286
7. Scénarios énergétiques : vers un monde sobre et le Facteur 2 en 2050 ; une description à partir du modèle POLES _____	287
7.1. Scénario de référence _____	287
7.2. Scénario 450 ppm _____	288
8. Quelle est la contribution spécifique de la valeur du carbone dans les évolutions du système énergétique ? _____	289
8.1. Analyse énergétique : l'évolution du système est marquée par une forte décroissance du charbon à moyen terme puis une baisse importante de la consommation à long terme _____	289
8.2. Les modèles montrent des évolutions du système énergétique similaires et deux périodes assez différentes avant et après 2030 _____	294
9. Bilan des résultats de simulation _____	299
9.1. La valeur du carbone est fortement influencée par le niveau objectif de concentration de GES _____	299
9.2. En 2020, le respect des objectifs européens de réduction des émissions de GES de 20 % situe la valeur du carbone à la moyenne de 50 €/tCO <sub>2</sub> _____	299
9.3. À 2030, la valeur de 100 €/tCO <sub>2</sub> conduit pour le scénario Europe isolée à une baisse des émissions de CO <sub>2</sub> de 30 % en ligne avec l'objectif Facteur 4 en 2050 _____	299
9.4. La représentation des technologies dans le système énergétique conduit à distinguer deux périodes où les modèles se comportent différemment _____	301

- 9.5. À 2050, les représentations de l'anticipation par les acteurs des valeurs du carbone à 10-20 ans, et la simulation d'un progrès technologique endogène, conduisent à obtenir des valeurs plus crédibles du carbone, limitées à 200 €/tCO<sub>2</sub> \_\_\_\_\_ 302
- 9.6. L'augmentation des prix de l'énergie ne se répercute pas intégralement sur la valeur du carbone \_\_\_\_\_ 302
- 9.7. Synthèse des points précédents \_\_\_\_\_ 304

## ANNEXES

Annexe 1 : Tableaux des émissions de CO <sub>2</sub> _____	305
Annexe 2 : Prix des énergies _____	307
Annexe 3 : Résultats de POLES _____	308
Annexe 4 : Résultats de IMACLIM-R _____	313
Annexe 5 : Résultats de GEMINI-E3 _____	316

## Chapitre 5

### *Hotelling or not Hotelling ? Comment calibrer la valeur tutélaire de la tonne de gaz à effet de serre de 2010 à 2050 ?*

Olivier Godard \_\_\_\_\_ 317

Introduction _____	317
1. Le problème _____	319
2. Les modes de raisonnement possibles _____	321
3. Le contexte français _____	323
4. L'incidence des choix français sur les dommages climatiques ____	326
5. L'incidence du mode de raisonnement sur les dommages _____	328
6. Le raisonnement « kantien » et la règle de Hotelling _____	331
Conclusions _____	334

## Chapitre 6

### *Réflexions sur la trajectoire de la valeur socioéconomique du carbone et sur son usage dans le calcul économique*

Joël Maurice \_\_\_\_\_ 336

1. Trajectoire optimale de la valeur socioéconomique du CO <sub>2</sub> , dans une approche coût/efficacité _____	337
2. Regard sur le calcul économique _____	348
Conclusion _____	353

## Chapitre 7

### La valeur du carbone : niveau initial et profil temporel optimaux

Katheline Schubert \_\_\_\_\_ 354

Résumé \_\_\_\_\_ 354

Introduction \_\_\_\_\_ 355

1. La valeur optimale du carbone dans le cas d'un plafond  
de concentration \_\_\_\_\_ 356

1.1. Cas « Hotelling pur » : la contrainte de concentration  
n'est jamais atteinte \_\_\_\_\_ 357

1.2. Cas où la contrainte de concentration mord \_\_\_\_\_ 357

2. Contrainte de concentration vs fonction de dommage \_\_\_\_\_ 358

3. Simulations \_\_\_\_\_ 359

3.1. Calibrage \_\_\_\_\_ 359

3.2. Résultats \_\_\_\_\_ 360

Conclusion \_\_\_\_\_ 364

Références bibliographiques \_\_\_\_\_ 365

#### ANNEXE

La résolution dans le cas d'une fonction d'utilité quadratique \_\_\_\_\_ 366

## Chapitre 8

### Prix de référence du CO<sub>2</sub> et calcul économique

Dominique Bureau \_\_\_\_\_ 374

Résumé \_\_\_\_\_ 374

Introduction \_\_\_\_\_ 375

1. Cadre d'analyse \_\_\_\_\_ 377

1.1. Le modèle \_\_\_\_\_ 377

1.2. Décentralisation \_\_\_\_\_ 378

2. Cas particulier \_\_\_\_\_ 379

2.1. Hypothèses et résolution \_\_\_\_\_ 379

2.2. Mise en œuvre et statique comparative \_\_\_\_\_ 380

2.3. Illustration \_\_\_\_\_ 381

2.4. Prise en compte de facteurs de croissance \_\_\_\_\_ 383

3. Valeur carbone et calcul économique \_\_\_\_\_ 385

3.1. À propos de la règle de Hotelling \_\_\_\_\_ 385

3.2. Valeur carbone et calcul économique public \_\_\_\_\_ 386

3.3. Cas des infrastructures de transport et de l'aménagement \_\_\_\_\_ 387

Conclusion _____	389
Références bibliographiques _____	389

## Chapitre 9

### La dynamique de la valeur carbone dans un cadre incertain

Christian Gollier et Luc Baumstark \_\_\_\_\_ **390**

Introduction _____	390
1. La décision publique face aux risques et aux incertitudes _____	391
2. Les référents traditionnels de la théorie standard dans un cadre certain _____	393
2.1. Positionnement théorique dans le cadre de l'approche pigouvienne classique _____	394
2.2. Positionnement théorique dans le cadre de l'approche coût/efficacité _____	395
3. L'appréciation des incertitudes devient incontournable _____	401
3.1. L'incertitude face à l'ampleur du réchauffement et à la gravité de ses conséquences _____	402
3.2. L'incertitude sur le progrès technique _____	402
3.3. L'incertitude internationale sur le degré d'engagement des pays émetteurs de gaz à effet de serre _____	404
3.4. Introduction de la question du risque : ouvertures et perspectives _____	405
Conclusion _____	409
Références bibliographiques _____	410

[www.strategie.gouv.fr](http://www.strategie.gouv.fr)

Centre d'analyse stratégique  
18 rue de Martignac  
75700 Paris Cedex 07  
Téléphone 01 42 75 61 00

Centre  
d'analyse  
stratégique

En 2008, à la demande du Premier ministre, le Centre d'analyse stratégique a mis en place une mission présidée par Alain Quinet afin de proposer une nouvelle valeur de référence du carbone à intégrer dans l'évaluation des choix d'investissements publics. Ce travail d'actualisation était rendu nécessaire aussi bien par les progrès de la connaissance scientifique sur le changement climatique que par les engagements nationaux et internationaux sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La commission a réuni des représentants des partenaires économiques et sociaux et des organisations environnementales, des économistes de l'université et du CNRS, de l'Agence internationale de l'énergie et de l'OCDE, de la Caisse des dépôts, de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, ainsi que des représentants du ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire et du ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi. La valeur du carbone recommandée dans ce rapport est le fruit d'un compromis entre ces différents participants.

Outre le « Rapport Quinet » proprement dit, ce volume rassemble les trois exercices de modélisation et les contributions théoriques qui ont permis à la commission de déterminer cette valeur tutélaire du carbone.

