



**HAL**  
open science

## Comment faut-il distribuer les quotas échangeables de gaz à effet de serre ?

Philippe Quirion

► **To cite this version:**

Philippe Quirion. Comment faut-il distribuer les quotas échangeables de gaz à effet de serre ?. Revue Française d'Economie, 2007, XXII (2), pp. 129 à 164. hal-00639723

**HAL Id: hal-00639723**

**<https://hal.science/hal-00639723>**

Submitted on 9 Nov 2011

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# Comment faut-il distribuer les quotas échangeables de gaz à effet de serre ?

Revue française d'économie n°2 vol XXII pp. 129 à 164

Philippe Quirion \*

## Résumé

Le système européen de quotas d'émissions échangeables de gaz à effet de serre, en place depuis 2005, fait l'objet d'une révision qui devrait en particulier modifier la manière dont les quotas sont distribués. Nous comparons deux modes de distribution : l'allocation forfaitaire, basée uniquement sur des informations passées, et l'allocation proportionnelle à la production courante. Nous identifions les avantages et les inconvénients de chaque mode d'allocation et concluons qu'il est important de distinguer les secteurs protégés de la concurrence internationale, comme l'électricité, des secteurs exposés. Dans les secteurs protégés, l'allocation en fonction de la production courante entraîne un coût très supérieur et l'allocation forfaitaire est très inéquitable. Nous préconisons donc la vente aux enchères des quotas, qui ne souffre d'aucun de ces deux défauts. Dans les secteurs exposés, en revanche, l'allocation en fonction de la production courante constitue une option à considérer sérieusement.

## Abstract. How should greenhouse gas tradable allowances be allocated?

The current revision of the European Union greenhouse gas emission trading system, in place since 2005, should modify the way allowances are distributed. We compare two distribution methods: a lump-sum allocation, based solely on past information, and an allocation proportional to the current output level. We identify the pros and cons of each allocation method and conclude that it is essential to distinguish the sectors sheltered from international competition, like power generation, from the exposed sectors. In the sheltered sectors, the allocation proportional to the current output level entails a much higher cost, and lump-sum allocation is unfair. Hence we favour auctioning, which does not suffer from these drawbacks. However, in exposed sectors, the allocation proportional to the current output level is an option worth considering.

---

\* Philippe Quirion est chargé de recherches au CNRS, affecté au Centre international de recherches sur l'environnement et le développement (CIRED) et au Laboratoire de météorologie dynamique (LMD-IPSL). CIRED, 45 bis avenue de la Belle Gabrielle, F 94736 Nogent sur Marne cedex, quirion@centre-cired.fr

## Introduction<sup>1</sup>

Les quotas d'émissions échangeables, ou permis d'émissions transférables, constituent une politique de protection de l'environnement encore relativement récente, puisque les premières applications datent des années 1970, mais de plus en plus utilisée. L'expérience des quotas de SO<sub>2</sub> aux Etats-Unis, généralement considérée comme un succès (Ellerman et al., 2000), y est sans doute pour beaucoup. L'Union européenne a ainsi mis en place en 2005 un système de quotas échangeables d'émissions de gaz à effet de serre, présenté comme l'une des principales politiques communautaire de lutte contre le changement climatique.

La manière dont les quotas sont distribués<sup>2</sup> constitue pourtant une différence fondamentale entre ces deux systèmes. En effet, aux Etats-Unis, les quotas sont octroyés pour 30 ans. Par conséquent, la quantité de quotas reçue par chaque exploitant ne dépend pas de son comportement pendant cette période. Ainsi, l'exploitant continue à recevoir une quantité de quotas déterminée, même s'il ferme ses usines ou s'il en ouvre d'autres. Dans le premier cas, il pourra vendre les quotas correspondants tandis qu'il devra en acheter dans le second cas.

Au contraire, dans le système européen, si un exploitant ferme une installation, il cessera en général de recevoir les quotas correspondant dès l'année suivante, tandis qu'il recevra des quotas gratuitement s'il ouvre une installation ou s'il accroît la capacité d'une installation existante (cf. encadré 1 ci-dessous et Godard, 2005). De plus, l'allocation se faisant par périodes de trois puis cinq ans, un exploitant peut anticiper que sa production pendant une période donnée influencera le nombre de quotas qu'il recevra pendant les périodes suivantes.

Dans le présent article, nous comparons deux modes d'allocation gratuite. D'une part, l'allocation forfaitaire (AF), c'est-à-dire basée sur des informations passées, comme dans le cas des quotas de SO<sub>2</sub> aux Etats-Unis. D'autre part, l'allocation proportionnelle à la production courante (APP), défendue par certaines organisations industrielles, par laquelle la quantité de quotas reçus par l'exploitant d'une installation est proportionnelle à la production de cette installation : x quotas par tonne d'acier produite, y quotas par kWh, etc.

Ces modes d'allocation ont des effets économiques contrastés. Nous synthétisons la littérature économique sur le sujet, qui s'est beaucoup développée ces dernières années. Cependant, ces réflexions sont généralement menées à l'aide de modèles théoriques qui ne prennent en compte ni les spécificités des émissions de gaz à effet de serre (GES), ni celles du système européen. Aussi, nous discutons les questions pratiques que poserait un passage à une allocation proportionnelle à la production courante dans le contexte particulier du système européen de quotas d'émissions de GES, même si elles n'ont pas été traitées dans la littérature économique.

Le plan retenu est le suivant. Dans une première partie, nous précisons les définitions utilisées. La deuxième partie décrit les différences fondamentales, en terme d'incitations économiques, entre une allocation proportionnelle à la production courante (APP) et une

---

<sup>1</sup> Je remercie pour son financement le ministère l'Ecologie, du développement et de l'aménagement durables (Direction de la prévention des pollutions et des risques, Service de l'environnement industriel) et pour leur commentaires avisés Morgane Creach et Damien Demailly. Je reste seul responsable des opinions et des éventuelles erreurs contenues dans cet article.

<sup>2</sup> Dans cet article, comme dans le reste de la littérature spécialisée, nous utilisons indifféremment les termes "distribuer", "octroyer" et "allouer" des quotas.

allocation forfaitaire sur une base purement historique (AF). Les avantages et les inconvénients de l'APP par rapport à l'AF sont décrits respectivement dans les parties 3 et 4. Enfin, les conclusions sont présentées dans la cinquième partie.

### **Encadré 1. Le système européen de quotas échangeables (SEQE)**

Le SEQE, instauré par la directive 2003/87/EC, est en place depuis le début de l'année 2005. Il couvre les émissions de CO<sub>2</sub> des installations de combustion de plus de 20 MW – qui opèrent principalement, mais pas seulement, dans le secteur de l'électricité – les raffineries et les installations de production d'acier, de ciment, de verre, de briques, de céramique, de plâtre, de papier et de pâte à papier. Cela représente environ 11 000 installations et 40% des émissions de gaz à effet de serre de l'UE 27. La première période couvre les années 2005 à 2007, la seconde couvre 2008-2012, soit la période d'engagement du Protocole de Kyoto. A l'issue de chacune de ces périodes, les opérateurs des installations couvertes doivent remettre un nombre de quotas d'émissions (traduction française du terme *emission allowances*) égal à leurs émissions, chaque quota représentant une tonne de CO<sub>2</sub>.

La grande majorité des quotas sont distribués gratuitement. Pour chacune des deux périodes, chaque Etat-membre a réalisé un Plan national d'allocation des quotas (PNAQ), qui spécifie le nombre de quotas reçu, en début de période, pour chaque installation. La Commission européenne a accepté ces PNAQ, souvent après les avoir modifiés en réduisant le nombre de quotas distribués. Les PNAQ comportent aussi une réserve de quotas pour les nouvelles installations, et précisent pendant combien de temps les installations qui ferment continueront à recevoir des quotas. Ces provisions diffèrent d'un Etat-membre à l'autre.

Le SEQE fait l'objet d'une révision qui devrait déboucher sur une nouvelle proposition de directive à la fin de l'année 2007.

## **1. Définitions**

Dans cet article, nous comparons principalement deux types d'allocation des quotas : l'allocation proportionnelle à la production courante (APP) et l'allocation forfaitaire (AF), c'est-à-dire effectuée sur une base purement historique. La première pourrait être mise en œuvre de la manière suivante, suggérée par EPE (2005) :

- ⇒ Chaque année N, les quotas sont attribués aux installations selon une formule quelconque, par exemple : prévision de production pour N \* objectif d'émission unitaire (*benchmark*).
- ⇒ Au début de l'année N+1, lorsque la production de l'année N est connue, l'allocation est corrigée. Ainsi, si la production réalisée est supérieure à la production prévue, l'entreprise reçoit une quantité de quotas supplémentaire égale à : (production pour N – prévision de production pour N) \* objectif d'émission unitaire. Si au contraire la production réalisée est inférieure, l'entreprise doit remettre, en plus des quotas correspondant aux émissions de l'année N, une quantité de quotas supplémentaire égale à : (prévision de production pour N – production pour N) \* objectif d'émission unitaire.

Avec ce type d'allocation, un système de quotas échangeables se rapproche d'une norme de performance formulée en tonnes de CO<sub>2</sub> par unité produite, avec en outre la possibilité d'échanger des quotas.

Au contraire, en AF, les seules informations utilisées pour calculer la quantité de quotas sont des informations passées, que l'exploitant ne peut donc pas influencer. Différentes formes d'allocation en fonction de la production sont possibles, basées sur différentes informations. Ainsi, on parle couramment de *grandfathering* si la quantité de quotas reçue par l'exploitant est proportionnelle à ses émissions passées, et de *benchmarking*<sup>3</sup> si cette quantité est proportionnelle à sa production passée. Le système de quotas de SO<sub>2</sub> aux Etats-Unis relève principalement du benchmarking tel que décrit ici. Le *grandfathering* favorise typiquement l'exploitant d'une installation qui était peu performante pendant la période de référence mais qui dispose de marges de progrès, tandis que le *benchmarking* favorise celui d'une installation qui était plus performante que la moyenne. Du point de vue de l'efficacité économique, sous certaines hypothèses<sup>4</sup>, il n'y a pas de différence entre ces deux variantes de l'AF.

## 2. Les mécanismes économiques de base

La différence fondamentale entre APP et AF est bien documentée dans la littérature économique (Fischer 2001, Gielen et al. 2002, Haites, 2003, Demailly et Quirion, 2006, 2007b...). L'annexe 1 présente le raisonnement qui suit de manière formalisée.

⇒ En AF, l'exploitant sait que pour chaque unité supplémentaire produite, ses émissions vont augmenter à peu près proportionnellement ; par conséquent, soit il devra acheter davantage de quotas, soit il pourra en vendre moins. Dans ses décisions (combien produire, de combien faire varier ses capacités de production) il prend donc en compte le prix des quotas. Plus précisément, un exploitant qui maximise son profit choisit la production qui égalise son coût marginal (incluant les coûts fixes dans le cas de la décision d'augmenter ou non sa capacité de production) et sa recette marginale (égale au prix en concurrence parfaite, inférieur à ce dernier sinon, car toute nouvelle unité vendue fait baisser le prix). En AF, l'exploitant rationnel qui maximise son profit inclut dans son coût marginal la valeur anticipée des émissions par unité produite (le prix anticipé du quota multiplié par les émissions par unité produite). Suite à l'introduction du système de quotas, les exploitants diminuent donc leur production, ce qui fait monter le prix du produit<sup>5</sup>. Soulignons que le niveau d'émission et de production est le même que si les

---

<sup>3</sup> Dans certains documents, le terme de *grandfathering* est utilisé dans un sens très large pour désigner toute forme d'AF, mais dans cet article nous ne l'utilisons que dans le sens étroit exposé ici.

<sup>4</sup> Ces hypothèses, retenues dans la presque totalité des modèles économiques appliqués aux politiques environnementales, sont principalement que les opérateurs des installations couvertes maximisent le profit et que le marché du capital est parfait. Si au moins l'une de ces hypothèses n'est pas respectée, alors l'investissement et donc la production dans un secteur seront d'autant plus élevés que celui-ci dispose d'une allocation généreuse.

<sup>5</sup> Sauf dans deux cas :

- ⇒ Tout d'abord, pour un producteur et vendeur d'électricité régulé, astreint à l'équilibre budgétaire, qui ne passera donc pas son coût d'opportunité. Burtraw et al. (2001, 2002) montrent l'importance de cette distinction dans le cas des Etats-Unis, mais l'Europe évolue de plus en plus vers un marché électrique dérégulé. Dans cet article, nous supposons donc un tel marché.
- ⇒ Ensuite, dans le cas où les produits fabriqués en Europe sont parfaitement substituables avec ceux fabriqués

quotas étaient vendus aux enchères : bien que distribués gratuitement, les quotas ont ce que l'on appelle un "coût d'opportunité" puisque si l'industriel les utilise pour émettre du CO<sub>2</sub>, il ne peut les vendre.

- ⇒ En APP, l'exploitant fait de même, mais il inclut aussi dans sa recette marginale la valeur des quotas supplémentaires qu'il reçoit pour chaque unité produite. Si l'exploitant n'est ni vendeur ni acheteur de quotas, le nombre de quotas reçus est égal au nombre de quotas nécessaires pour couvrir ses émissions ; de ce fait, la recette marginale augmente presque autant que le coût marginal de production (un peu moins toutefois si ce dernier augmente du fait des mesures prises pour réduire les émissions). Aussi, le système de quotas de GES n'influence la quantité produite et le prix des produits qu'à la marge.

La principale différence entre les deux modes d'allocation est donc que l'AF diminue la production des biens intensifs en GES et augmente leur prix, ceci beaucoup plus que l'APP. Corollaire, en APP, presque toutes les réductions d'émissions (au niveau agrégé) proviennent d'une baisse des émissions par unité de bien polluant produite, alors qu'en AF une partie de ces réductions provient d'une baisse du niveau de production des biens intensifs en GES. Comme le montrent la littérature citée ci-dessus et l'annexe 1 du présent article, la minimisation du coût économique agrégé suppose d'utiliser ces deux leviers. Par conséquent, l'APP est plus coûteuse, au moins en économie fermée et en l'absence d'incertitude. Par ailleurs, pour un même niveau de réduction des émissions, l'APP aboutit à un prix du CO<sub>2</sub> plus élevé, puisque les émissions par unité produite y sont plus faibles.

Au paragraphe 4.1 ci-dessous, nous présentons des ordres de grandeur des coûts comparés de l'APP et de l'AF dans le cas du SEQE, qui prennent en compte l'ouverture de l'économie.

### **3. Les avantages de l'allocation proportionnelle à la production courante**

En économie fermée et en l'absence d'incertitude, nous venons de le voir, le coût économique agrégé de l'APP est plus élevé que celui de l'AF. Cependant, la concurrence internationale (3.1), les questions de répartition du revenu et d'acceptabilité politique (3.2, 3.3), ainsi que l'incertitude (3.4, 3.5) peuvent fournir des arguments en faveur de l'APP.

#### **3.1. L'atténuation des fuites de CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> leakage)**

L'expression "fuites de CO<sub>2</sub>" fait référence aux augmentations d'émissions de GES dans le reste du monde qui pourraient survenir suite à la mise en œuvre d'une politique climatique limitée à une partie du monde (ici, le système européen de quotas de GES). Ces fuites ont deux sources principales (Sijm et al., 2004) :

- ⇒ la baisse du prix mondial des hydrocarbures qui résulte de la réduction de la demande de ces produits, elle-même due à la politique climatique ;

---

dans le reste du monde et où l'Europe peut être considérée comme un "petit pays", c'est-à-dire où elle n'influence pas le prix mondial de ces produits. Aucune de ces deux hypothèses ne peut être retenue : d'une part, les produits ne sont pas parfaitement substituables pour de nombreuses raisons (coûts de transport, réglementations, qualité, réseaux de distribution...) et d'autre part l'Union européenne n'est pas un producteur négligeable sur ces marchés.

⇒ l'éventuelle perte de parts de marché de l'industrie européenne due à une augmentation asymétrique de ses coûts.

Soulignons qu'à l'opposé, les politiques climatiques unilatérales génèrent aussi des *spillovers*, c'est-à-dire des réductions d'émission dans le reste du monde, car les technologies et les politiques climatiques se diffusent (Sijm et al., 2004).

Nous ne traitons pas ici des *spillovers* ni des fuites qui découlent de la baisse du prix mondial des hydrocarbures, car a priori le choix du mode d'allocation les influence peu.

Les fuites de CO<sub>2</sub> dues au second canal mentionné (l'éventuelle perte de parts de marché de l'industrie européenne) sont très différentes entre APP et AF. Comme l'ont montré Bernard et al. (2007) pour les Etats-Unis, Haites (2003) pour le Canada ou Demailly et Quirion (2006, 2007b) pour l'Europe, l'APP entraîne moins de fuites de CO<sub>2</sub>. Les simulations menées par Demailly et Quirion (2007b) indiquent que quantitativement, la différence est importante. La figure 1 ci-dessous indique le taux de fuite de CO<sub>2</sub> dans le modèle CASE, qui représente les secteurs du ciment, de l'acier, de l'aluminium et de l'électricité de l'UE 27 et simule un système de quotas de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2015 en supposant une absence de politique climatique dans le reste du monde. Pour une description du modèle et des hypothèses, cf. Demailly et Quirion (2007b).

La partie en bas à droite de la figure 1 montre le taux de fuite en agrégeant les quatre secteurs couverts par le modèle. L'axe des abscisses indique l'ampleur des réductions d'émissions, en pourcentage des émissions de 2005 (qui sont légèrement plus faibles que les émissions tendanciennes ou *business-as-usual*). L'axe des ordonnées montre le taux de fuite, c'est-à-dire le ratio entre la hausse des émissions dans le reste du monde et la baisse des émissions en Europe. On voit que pour une réduction des émissions de 15% en 2015 (grosso modo cohérente avec l'objectif européen de -20% pour 2020 en l'absence d'accord international – absence postulée dans cette modélisation) le taux de fuite est proche de 2% en APP contre 9% en AF.

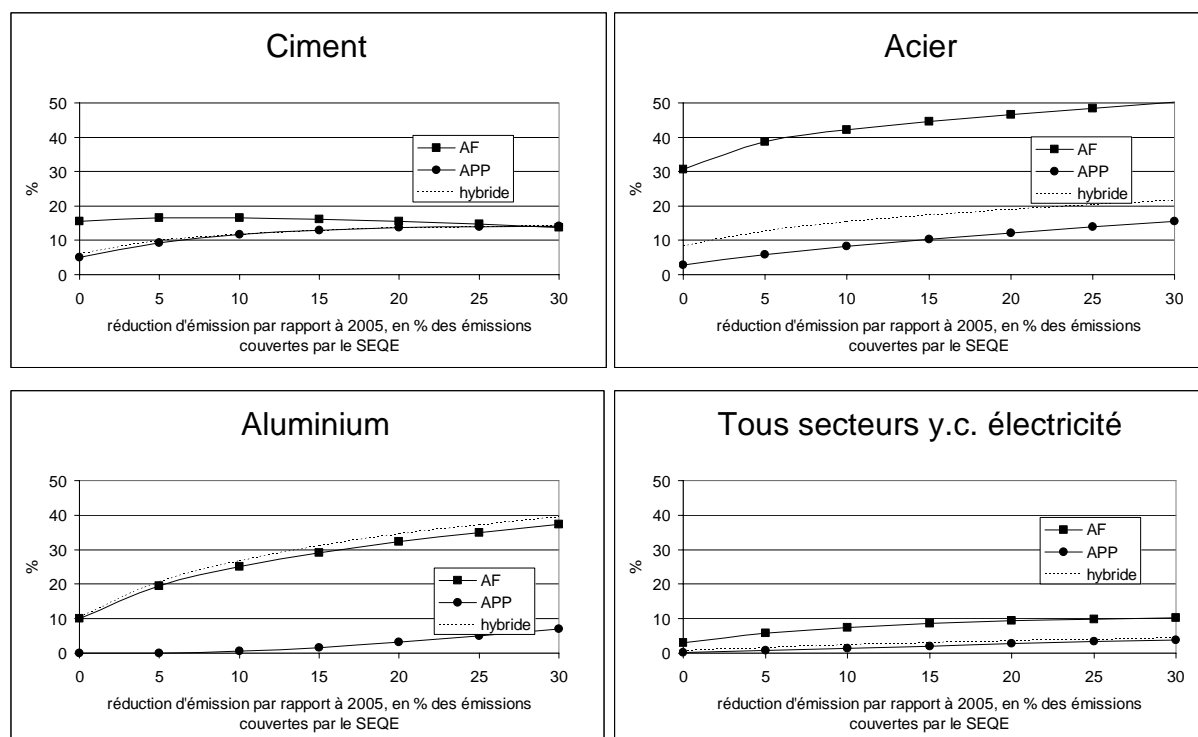
Le problème des fuites de GES ne se pose que pour les secteurs exposés au commerce international, donc ni pour la production d'électricité, ni pour le chauffage urbain. Cependant, les secteurs intensifs en électricité comme l'aluminium connaîtront moins de fuites de CO<sub>2</sub> si le prix de l'électricité augmente peu, donc si les quotas dans l'électricité sont distribués en APP.

Le taux de fuite est donc nul dans l'électricité, secteur protégé de la concurrence internationale (à l'échelle de l'Union européenne). Dans l'acier, toujours pour une baisse des émissions de 15%, il atteint 45% en AF et 10% en APP. Dans l'aluminium, secteur très ouvert, il est de 30% en AF et 2% en APP. Dans le ciment, secteur peu ouvert mais très intensif en CO<sub>2</sub><sup>6</sup>, il est proche de 15% en AF et 13% en APP. Etonnamment, le taux de fuite y est presque aussi élevé en APP qu'en AF pour des réductions d'émissions importantes. En effet, dans ce cas, le coût marginal des cimentiers européens augmente de manière considérable en APP car ces derniers

---

<sup>6</sup> Le ratio émissions directes et indirectes (à travers la consommation d'électricité) sur chiffre d'affaires est le plus élevé dans le ciment, suivi par l'électricité et, de loin, par l'acier. Le classement de l'aluminium dépend de la prise en compte ou non de ses émissions directes (émissions de procédé), non couvertes par le SEQE.

doivent acheter de nombreux quotas, dont le prix est plus élevé qu'en AF, pour compenser leur faible capacité à réduire leurs émissions unitaires<sup>7</sup>.



**Figure 1. Taux de fuite de CO<sub>2</sub> en 2015 selon le modèle CASE**  
(Demailly et Quirion, 2007b)

La simulation baptisée "hybride" représente une allocation des quotas aux enchères dans l'électricité et en APP dans les autres secteurs. On voit que le taux de fuite agrégé est très proche de celui en APP, ce qui traduit la prépondérance des émissions directes par rapport aux émissions indirectes (dus à l'électricité consommée) si l'on considère les trois secteurs exposés (ciment, acier et aluminium) dans leur ensemble. Une telle méthode hybride d'allocation des quotas a été également simulée pour les Pays-Bas par Kuik et Mulder (2004) et est défendue aujourd'hui par Nollet (2007).

### 3.2. L'atténuation des éventuelles pertes de production et d'emploi dans les industries couvertes

Du point de vue du coût économique agrégé, comme nous l'avons indiqué précédemment, il est généralement optimal qu'une partie des réductions d'émissions soit due à la baisse de la production des biens intensifs en CO<sub>2</sub> et une autre partie à la baisse des émissions par unité produite. Cependant, on comprendra aisément que la première source sera plus difficile à

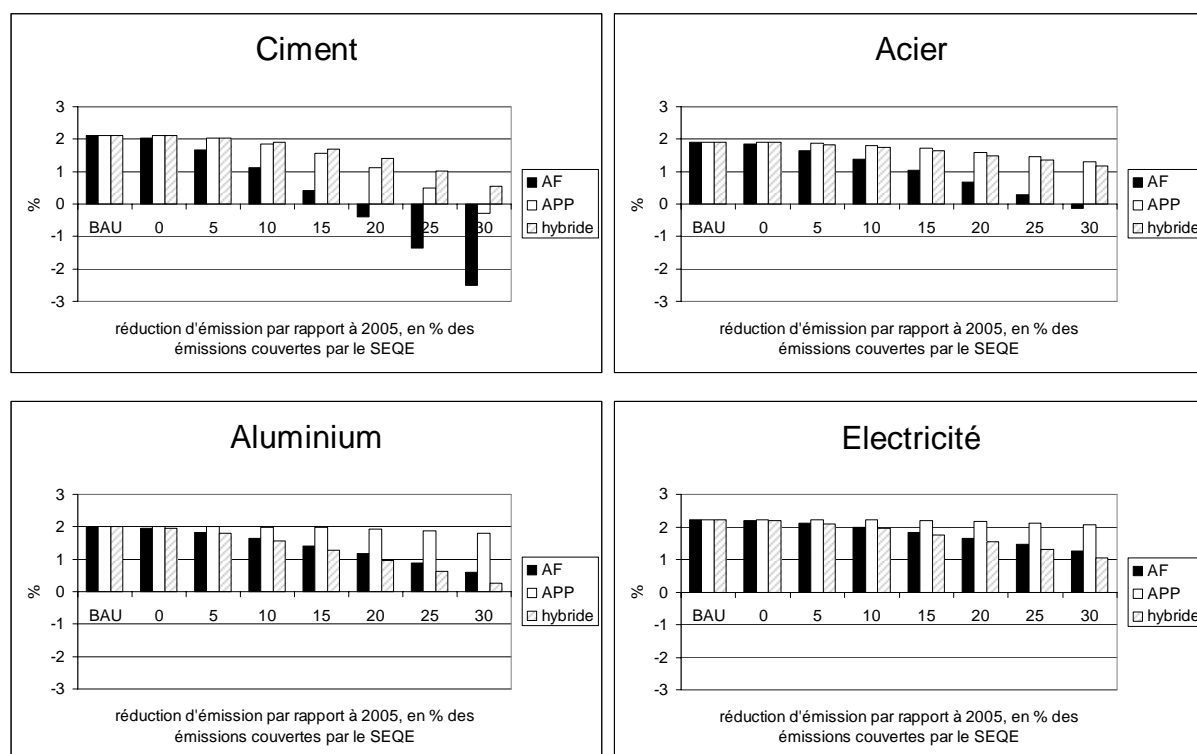
<sup>7</sup> Cette faible capacité dans le modèle CASE vient de l'utilisation des courbes de coût marginal de réduction des émissions du modèle PRIMES qui, au moins dans la version utilisée ici, néglige la possibilité de réduire le taux de clinker. Cette substitution d'autres matériaux au Clinker constitue pourtant le principal potentiel de réduction des émissions dans ce secteur : voir par exemple Ando et al. (2006).



accepter par les salariés et par les dirigeants des entreprises de ces secteurs. Pour des raisons d'acceptabilité politique, ou au nom d'une certaine conception (néanmoins discutable) de l'équité, les pouvoirs publics peuvent ainsi être amenés à préférer l'APP. Par exemple, il se peut que les pertes d'emplois dans les secteurs touchés par la politique climatique soient plus identifiables pour la population que les créations d'emplois dans les secteurs qui verront leur activité croître du fait de cette même politique climatique.

La figure 2 indique le taux de croissance annuel moyen projeté entre 2005 et 2015 (sur la base de la prolongation des tendances antérieures) en l'absence de politique climatique (colonne BAU pour *business-as-usual*) et pour différents niveaux de réduction des émissions par rapport à 2005. On voit qu'en AF, pour une réduction des émissions couvertes par le SEQE de 15%, le taux de croissance diminue dans des proportions variables selon les secteurs mais reste positif. En APP, ce même objectif de -15% n'entraînerait qu'une légère réduction du taux de croissance de la production.

Avec l'allocation hybride, en comparaison avec l'APP, la baisse des taux de croissance de la production est plus forte dans l'électricité, l'aluminium et l'acier (le prix de l'électricité augmente car ce secteur achète ses quotas aux enchères) mais atténuée dans le ciment (car le prix du CO<sub>2</sub> est plus faible qu'en APP, pour un niveau de réduction des émissions donnée, et ce secteur consomme relativement peu d'électricité).



**Figure 2. Taux de croissance annuel moyen de la production entre 2005 et 2015 selon le modèle CASE (Demailly et Quirion, 2007b)**

### 3.3. La réduction des profits tombés du ciel (*windfall profits*)

Lorsque le prix des quotas de CO<sub>2</sub> de première période était élevé<sup>8</sup>, les électriciens passaient la majeure partie du prix des quotas dans leur prix de vente (Sijm et al., 2006). Puisqu'ils avaient reçu ces quotas gratuitement, ils réalisaient un profit "tombé du ciel" (*windfall profit*) ce qui a surpris bien des observateurs mais correspond aux prévisions des modèles économiques (cf. en particulier Bovenberg et Goulder, 2000).

Le problème des *windfall profits* est double. D'une part, il s'agit d'un transfert d'argent vers les actionnaires des compagnies électriques, dont on voit mal la justification. D'autre part, si l'on prend en compte les distorsions économiques préexistantes (comme certaines taxes ou la concurrence imparfaite sur certains marchés), ces *windfall profits* ne constituent plus seulement un transfert de richesse difficile à justifier mais entraînent aussi un coût économique net. L'AF devient alors plus coûteuse par rapport à l'APP ou à la vente aux enchères des quotas (cf. par exemple Goulder et al., 1999). Le surcoût peut être très significatif : Parry et al. (1996) concluent, à l'aide d'un modèle d'équilibre général appliqué aux Etats-Unis, que pour une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de 10%, l'AF est plus de trois fois plus coûteuse que la mise aux enchères, si les recettes des enchères sont utilisées pour réduire des taxes préexistantes.

Jusqu'à présent, le débat sur les *windfall profits* a surtout concerné l'électricité. C'est logique puisque ce secteur présente, après le ciment, le plus fort ratio CO<sub>2</sub>/chiffre d'affaire et que la quasi-absence de concurrence internationale (pour l'UE dans son ensemble) augmente la capacité des producteurs à passer les surcoûts dans le prix de vente (ce que l'on appelle le *pass-through*).

Cependant, il n'est pas exclu que des *windfall profits* soient apparus dans d'autres secteurs ou qu'il en soit ainsi à l'avenir. Selon l'étude commandée par la Commission européenne à McKinsey et Ecofys (2005), dans le secteur du ciment<sup>9</sup>, 42% des industriels ont répondu "oui" à la question "Are you already pricing in the value of CO<sub>2</sub> allowances into your daily operations?", contre 58% qui y ont répondu "non". De plus, 62% ont répondu "oui" (contre 38% qui ont répondu "non") à la question "What are your plans going forward: Will you price in the value of CO<sub>2</sub> allowances into your daily operations, meaning will you factor it into your marginal production decisions (irrespective of how many allowances you get for free)?".

Ainsi, Oxera (2004) et Smale et al. (2006) ont mené des simulations du système européen de quotas de GES pour le Royaume-Uni, pour cinq secteurs : ciment, papier journal, acier, aluminium et raffinage de pétrole. Ils ont supposé une AF et fait l'hypothèse que dans chaque secteur, les firmes se comportent comme dans un oligopole de Cournot sans contrainte de capacité et que les courbes de demande sont linéaires. Malgré cette dernière hypothèse peu favorable, nous allons le voir, les auteurs concluent que les profits augmentent dans chacun de ces secteurs sauf l'aluminium, où ils diminuent, et le raffinage, où la variation est négligeable. Le cas particulier de l'aluminium est dû à deux facteurs : la forte ouverture internationale de ce secteur et le fait qu'il est pénalisé indirectement, par la hausse du prix de l'électricité, alors les quotas gratuits sont distribués à ce dernier secteur. En d'autres termes, les quotas gratuits

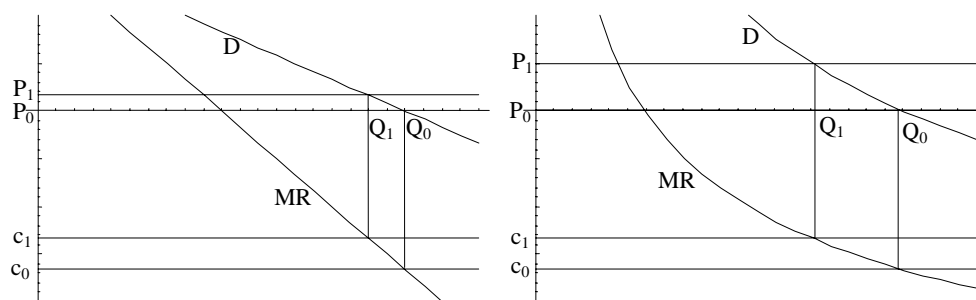
---

<sup>8</sup> Ce prix a fluctué entre 20 et 30 euros la tonne de CO<sub>2</sub> entre juin 2005 et avril 2006, puis entre 10 et 20 jusqu'en octobre 2006, avant de tomber progressivement au-dessous d'un euro, valeur qu'il conserve depuis février 2007.

<sup>9</sup> Les 24 entreprises qui ont répondu à ce sondage représentent 75% du marché du ciment de l'UE 25.

bénéficient aux producteurs d'électricité alors que ce sont les consommateurs qui auraient le plus besoin d'être compensés.

Malheureusement, ces résultats sont sensibles à plusieurs hypothèses et paramètres difficiles à tester. D'une part, Demailly et al. (2007) montrent que ces résultats sont très sensibles à l'hypothèse d'absence de contrainte de capacité. D'autre part, le *pass-through* dépend de nombreux facteurs : le type de concurrence, la forme et l'élasticité de la courbe de demande, l'élasticité de la courbe d'offre, l'ouverture internationale du marché et la substituabilité entre produits domestiques et étrangers. Prenons le cas d'une firme en monopole, représenté dans la figure 3. La firme y choisit un niveau de production en égalisant sa recette marginale MR à son coût marginal  $c$ , et le prix est donné par la courbe de demande D pour ce niveau de production. Supposons que le coût marginal passe de  $c_0$  à  $c_1$ , par exemple du fait de la politique climatique. Le prix passe alors de  $P_0$  à  $P_1$ . A gauche, avec la courbe de demande linéaire, le prix augmente de moins de la moitié de la hausse du coût marginal alors qu'à droite, avec la courbe de demande iso-élastique, la firme maintient au même niveau son taux de *mark-up* relatif (c'est-à-dire le ratio  $(P-c)/c$ ) et passe plus de 100% de la hausse du coût marginal dans le prix de vente.



**Figure 3: Rôle de la forme de la courbe de demande dans le taux de *pass-through* d'un monopole.** Gauche : courbe de demande linéaire ; droite : courbe de demande isoélastique.

Dans les deux cas, l'élasticité-prix de la demande est la même à l'équilibre initial  $(P_0, Q_0)$ .

Source : Demailly et Quirion (2007a)

Il est donc nécessaire de mener des études *ex post* sur les premières années du système de quotas de GES européen pour évaluer le *pass-through* dans les différents secteurs. Dans l'électricité, les études concluent de manière convergente à un *pass-through* élevé, proche de un. Dans le ciment, Walker et al. (2007) concluent que le taux de *pass-through* varie d'un pays à l'autre. Pour le Royaume-Uni, la fourchette se situe entre 33 et 46%, nettement moins que les simulations d'Oxera (2004), qui aboutissent à 83%. Il n'existe pas, à notre connaissance, d'étude de ce type pour les autres matériaux couverts par le système européen de quotas de GES.

Quoi qu'il en soit, les producteurs d'électricité ont bénéficié de *windfall profits* pendant la première période et en bénéficieraient encore plus si le système d'allocation des quotas se rapprochait de l'AF pure. Plusieurs solutions sont disponibles pour mettre fin aux *windfall profits* : distribuer les quotas gratuits aux consommateurs d'électricité (H. John Heinz III

Center, 1998), vendre les quotas aux enchères (Hepburn et al., 2006) ou encore recourir à l'APP<sup>10</sup>. Dans les deux premiers cas, les électriciens passent encore le coût des quotas dans leur prix de vente, mais ils doivent maintenant acheter ces quotas, aux consommateurs dans le premier cas, à l'Etat dans le deuxième. Dans le dernier cas, les électriciens ne passent plus le coût des quotas dans leur prix de vente, comme nous l'avons vu au paragraphe 2 ci-dessus.

D'autres évolutions, qui ne passent pas par le mode l'allocation des quotas, permettraient de supprimer les *windfall profits* : nationaliser les producteurs d'électricité, réguler le prix de l'électricité, ou encore sortir la production d'électricité du système en soumettant la consommation d'électricité, et non plus sa production, aux quotas. Les deux premières solutions semblent peu vraisemblables puisqu'à l'opposé des évolutions récentes en Europe tandis que la troisième entraînerait des changements profonds dans le marché de l'électricité. En effet, pour ne pas supprimer l'incitation à réduire l'intensité CO<sub>2</sub> du kWh<sup>11</sup>, il faudrait différencier le nombre de quotas par kWh consommé en fonction de l'intensité CO<sub>2</sub> du producteur ; le prix de l'électricité de chaque producteur serait donc fonction de son mix énergétique. Une telle option ne semble pas sur la table aujourd'hui.

Pour en revenir aux modes d'allocation, retenons que l'AF aggraverait le problème des *windfall profits* tandis que l'APP, mais aussi la mise aux enchères, le réglerait.

### **3.4. Une moindre importance des prévisions de production dans l'élaboration des plans d'allocation des quotas**

Les controverses qui ont marqué la réalisation des PNAQ ont mis en lumière à quel point il est difficile de créer un scénario de production tendanciel consensuel pour les secteurs couverts par le SEQE. Prolonger la tendance passée ne peut en effet suffire à faire un consensus car dans de nombreux secteurs comme le ciment, le raffinage de pétrole ou l'acier, le taux de croissance dépendra fortement du choix des années sur lesquelles cette tendance sera calculée.

En APP, le niveau d'émission autorisé pour chaque firme et pour chaque secteur est par définition proportionnel au niveau de production. Si ce dernier est plus élevé que prévu, la firme sera autorisée à émettre davantage, et vice-versa. Comme les émissions tendancielles sont largement proportionnelles à la production, le niveau de réduction d'émission demandé à la firme est donc plus prévisible en APP qu'en AF.

Or, si ce niveau est plus élevé que prévu, le coût marginal de réduction des émissions, donc le prix des quotas, va augmenter ; s'il est plus faible que prévu, c'est l'inverse, et le prix des quotas peut même s'approcher de zéro, comme c'est le cas depuis début 2007 pour les quotas

---

<sup>10</sup> A côté des *windfall profits* générés par l'AF, il se peut que le SEQE accroisse les profits des producteurs d'électricité pour une autre raison : à court terme, les centrales électriques dont le coût variable est le moins cher (renouvelables et nucléaire) sont les moins intensives en CO<sub>2</sub> et le prix de l'électricité est fixé par des centrales à combustible fossile donc le coût variable est augmenté, en AF ou en cas de ventes aux enchères, du coût des émissions de CO<sub>2</sub>. Il en résulte une hausse de la rente différentielle qui bénéficie aux énergies non carbonées, ce qui constitue une autre forme de *windfall profits*, parfois baptisée *stranded benefits*, qui subsisterait avec les deux premières solutions proposées ici.

<sup>11</sup> Le projet avorté de TGAP sur l'énergie en France taxait ainsi la consommation d'électricité, non sa production, mais sans différencier l'électricité en fonction de son contenu en CO<sub>2</sub>.

qui couvrent la première période du SEQE. Dans le premier cas, le coût du SEQE risque d'être supérieur à ce que la société juge optimal ; dans le second cas, c'est l'inverse.

Dans la littérature économique, l'influence de l'incertitude sur le choix entre AF et APP n'a été traitée que dans le cas d'objectifs assignés à des Etats (l'APP étant ici un objectif en tonne de GES par unité de PIB) ou dans un cadre purement théorique. Pour le premier type de travaux, cf. Ellerman et Sue Wing, 2003, Sue Wing et al., 2007, Jotzo et Pezzey, 2007, Marchinski et Lecoq, 2006, et Newell et Pizer, 2006; pour le second, Quirion, 2005.

Il résulte de cette littérature que le choix entre APP et AF dépend de nombreux facteurs, dont le degré de corrélation entre émissions tendanciennes et PIB. Contrairement à ce qu'on pourrait penser *a priori*, cette corrélation n'est pas toujours très forte. Ainsi, selon Newell et Pizer (2006), le coefficient de corrélation entre PIB et émissions tendanciennes de CO<sub>2</sub> n'est que de 0,1 pour la France, la valeur la plus faible dans leur échantillon de pays. En conséquence, selon ces auteurs, l'espérance de coût pour la France est plus importante avec un objectif en intensité de PIB qu'avec un objectif en valeur absolue (mais la conclusion est opposée dans certains pays où la corrélation est meilleure).

On peut supposer que la corrélation entre production (ou PIB) et émissions tendanciennes est bien plus forte pour un secteur spécifique que pour l'ensemble de l'économie car le PIB additionne les valeurs ajoutées de secteurs très hétérogènes, dont seulement certains sont de gros émetteurs de GES. Il est donc probable que l'incertitude sur les émissions tendanciennes constitue un argument en faveur de l'APP, mais à cause de l'absence de littérature économique sur l'influence de l'incertitude pour une APP au niveau des firmes, et non au niveau des pays, on ne peut que rester prudent.

### **3.5. Une meilleure connaissance par les exploitants de leur position sur le marché des quotas, d'où un prix plus stable**

Comme pour les autres marchés de quotas d'émission échangeables, les premières années du SEQE ont été marquées par une forte instabilité du prix du CO<sub>2</sub>. Cette instabilité découle en partie de l'imparfaite connaissance des émissions et donc du caractère "court" ou "long" du marché par les participants. En avril 2006, le prix des quotas est passé en quelques jours de 32 à 12 euros par tonne de CO<sub>2</sub> lorsque les informations sur les émissions de 2005 sont devenues publiques (Caisse des Dépôts et Powernext, 2007).

Certes, l'APP crée une incertitude sur le montant de quotas distribués, puisque ce montant est déterminé seulement *a posteriori*, une fois connue la production de l'année. Pour cette raison, Egenhoffer et Fujiwara (2007: 11) mentionnent le risque que l'APP retarde les échanges : "It has been argued that ex post allocation risks an asset freeze. Despite the market being liquid, participants may want to wait until the end of the trading period to trade when their trading positions are clearer. Although the actual adjustment at the end of the trading period may be small, allowance prices are set at the margin. But even a relatively small degree of uncertainty may have a big effect on prices."

Cependant, ce qui nous semble plus important, l'APP réduit l'incertitude sur le niveau de réduction d'émission nécessaire (cf. paragraphe précédent) donc sur le montant de quotas

qu'une firme doit acheter, ou bien peut vendre. Les firmes pourront donc s'engager plus tôt sur le marché, car elles craindront moins de se retrouver à court de quotas. La convergence vers un prix d'équilibre sera donc plus rapide, et le prix du quota moins influencé par la variation de la conjoncture qu'en AF<sup>12</sup>. Cette considération est importante, car la variabilité du prix des quotas affaiblit l'argument principal en faveur des quotas échangeables, à savoir l'égalisation des coûts marginaux de réduction des émissions. Ainsi, une firme qui aurait pris une décision d'investissement en mars 2006 aurait fait son calcul de rentabilité sur la base d'un prix du CO<sub>2</sub> à 25 euros la tonne, alors qu'une autre qui aurait pris une telle décision un an plus tard l'aurait fait sur la base d'un prix du CO<sub>2</sub> à 1 euro (pour les émissions jusqu'à fin 2007).

Comme au paragraphe précédent, mais pour des raisons différentes, l'incertitude semble donc favoriser l'APP par rapport à l'AF. Cependant, nous verrons aux paragraphes 4.4 et 4.5 que l'incertitude ne joue pas seulement en faveur de l'APP, mais aussi à son encontre.

## 4. Les inconvénients de l'APP

### 4.1. Une baisse de l'incitation à remplacer des biens et services intensifs en GES par des produits qui le sont moins

Comme nous l'avons expliqué dans la section 2 ci-dessus, la différence principale entre l'AF et l'APP est qu'avec la première, les réductions d'émissions proviennent pour partie de la baisse des émissions par unité produite et pour partie de la baisse de la production des biens et services intensifs en GES, alors qu'en APP, les réductions d'émission ne proviennent presque que du premier facteur<sup>13</sup>. Or, comme le montre l'annexe 1 du présent article, il est économiquement optimal, au moins en économie fermée, d'utiliser les deux facteurs. Par conséquent, le coût économique total de l'APP est supérieur, toujours en économie fermée.

L'ouverture de l'économie modifie l'analyse pour deux raisons. D'une part, des fuites de CO<sub>2</sub> surviennent, et sont plus faibles en APP, comme nous l'avons vu. D'autre part, des transferts de richesse apparaissent entre les différents pays. En particulier, en AF, le prix des produits exportés par l'Europe augmente, ce qui entraîne un transfert de richesse des consommateurs du reste du monde vers les producteurs européens<sup>14</sup>. Le tableau 1 ci-dessous quantifie ces effets, pour une réduction des émissions de 15%.

	AF	APP	Hybride
Coût pour l'Europe, sans prendre en compte les fuites	1	2,4	1,8
Coût pour l'Europe, en prenant en compte les fuites	1	1,8	1,4

<sup>12</sup> Il restera cependant partiellement influencé par la conjoncture car, au moins dans le cas de l'électricité, l'intensité CO<sub>2</sub> de la production augmente à court terme avec la demande puisque le kWh marginal est plus intensif en CO<sub>2</sub> que le kWh moyen (Bonduelle, 2007). Rappelons que nous supposons ici un benchmark uniforme.

<sup>13</sup> "Presque" parce que le coût marginal de production augmente tout de même un peu, à cause des mesures de réduction des émissions.

<sup>14</sup> Cet effet "termes de l'échange" se retrouve aussi dans les simulations des modèles d'équilibre général, cf. Bernard et Vielle (2003).

Coût pour le monde, en prenant en compte les fuites	1	1,2	1,0
---	---	-----	-----

**Tableau 1. Coût d'une réduction des émissions de 15% entre 2005 et 2015, en proportion du coût en AF, selon le modèle CASE (Demailly et Quirion, 2007b)**

La première ligne du tableau 1 indique le coût pour l'Europe des trois modes d'allocation, en proportion du coût de l'AF, sans prendre en compte les fuites de CO<sub>2</sub>. Ces dernières sont prises en compte dans la deuxième ligne, c'est-à-dire que les 15% de réduction sont calculées déduction faite des fuites. La troisième ligne présente le coût pour le monde, c'est-à-dire en déduisant les transferts de richesse internationaux.

On voit que l'APP reste dans tous les cas plus coûteuse, mais que l'allocation hybride présente le même coût que l'AF, une fois pris en compte les fuites et le surcoût pour le reste du monde.

Soulignons que ces simulations sont réalisées en supposant, en APP, un *benchmark* (un nombre de quotas par unité produite) unique pour l'acier et un autre pour le ciment. Dans la réalité, les pressions des industriels risquent d'aboutir à des benchmarks différenciés entre différentes catégories d'acier, de ciment, etc., pour réduire les transferts de quotas entre installations (cf. paragraphe 4.3 ci-dessous). Or, ces benchmarks différenciés supprimeraient certaines incitations à réduire les émissions. Par exemple, il est très probable que les aciéristes demanderont au moins un benchmark beaucoup moins strict pour l'acier produit par voie fonte que pour l'acier issu de la filière électrique. Si cette revendication est satisfaite, l'incitation à développer la filière électrique aux dépens de la filière fonte disparaîtra ou sera en tout cas amoindrie, d'où un coût plus élevé pour un niveau donné de réductions d'émission.

#### **4.2. Une incitation à remplacer les émissions directes par les émissions indirectes**

En AF, le prix des biens et services intensifs en gaz à effet de serre incorpore la valeur des émissions que leur production a nécessitées. Ce n'est pas le cas en APP, ce qui génère une asymétrie entre les émissions directes et les émissions indirectes, c'est-à-dire celles générées par la production des consommations intermédiaires, en particulier l'électricité. Prenons l'exemple d'un industriel qui, pour obtenir de l'énergie mécanique ou de la chaleur, doit choisir entre un procédé qui consomme directement de l'énergie fossile et un autre qui consomme de l'électricité générée elle-même dans une centrale thermique. En AF, le prix de l'électricité incorpore la valeur des quotas nécessaires pour couvrir les émissions de CO<sub>2</sub> des centrales électriques. Si le *pass-through* est de 100%, ce qui semble vraisemblable dans le cas de l'électricité, le coût de chacun des deux procédés augmente donc exactement en proportion des émissions, ce qui incite l'industriel à utiliser le procédé le moins émetteur. En APP, au contraire, le coût de l'électricité n'augmente que du fait de la hausse éventuelle de son coût marginal de production. Dans ce cas, l'industriel peut avoir intérêt à privilégier le procédé électrique afin de réduire ses propres émissions, même si ce procédé est globalement plus émetteur que celui qui utilise directement de l'énergie fossile.

Il s'agit là d'un cas particulier des "mauvais choix de consommation" liés à la non internalisation des coûts des émissions en APP. Nous avons mentionné ce problème pour la

consommation de ciment ou d'acier au paragraphe 4.1 ; nous voyons ici qu'il existe également pour les consommations intermédiaires.

Ce problème est susceptible de se poser avec d'autres consommations intermédiaires que l'électricité, et ce d'autant plus que les catégories de production (qui servent à indexer la quantité de quotas distribués) sont définies à un niveau fin. Prenons le cas du ciment. A première vue, il s'agit d'un secteur dans lequel la mise en œuvre de l'APP semble simple car il produit un bien relativement homogène, comparé à la chimie ou à l'acier. En fait, les émissions de CO<sub>2</sub> entraînées par la production d'une tonne de ciment dépendent largement du taux de clinker incorporé dans le ciment. Réduire le taux de clinker constitue donc l'un des principaux moyens de diminuer les émissions. Or, si la quantité de quotas allouée est indexée sur la production de clinker, le prix de ce dernier n'augmentera pas, ou seulement de l'éventuelle hausse du coût marginal de la production (due par exemple à une substitution partielle de charbon ou de coke de pétrole par de la biomasse). L'incitation à réduire le taux de clinker sera donc presque éliminée. L'alternative consiste bien sûr à indexer la quantité de quotas sur la production de ciment, non de clinker, mais une telle mise en œuvre de l'APP ne résoudrait pas les éventuelles fuites de CO<sub>2</sub> : comme en AF, les producteurs de ciment auraient intérêt à importer du clinker (d'ailleurs plus facile à transporter que le ciment) pour vendre des quotas (ou en acheter moins). Ce "dilemme du clinker" (Demailly et Quirion, 2006) risque de se poser dans d'autres secteurs, comme une partie de la chimie ou la sidérurgie, dans lesquels des produits intermédiaires intensifs en CO<sub>2</sub> sont, ou pourraient à l'avenir, être importés, mais dans lesquels réduire le taux d'incorporation de ces produits intermédiaires constitue l'un des moyens de réduire les émissions. Pour prendre le cas de la sidérurgie, la fonte constitue un tel produit intermédiaire intensif en CO<sub>2</sub> qui pourrait être importé davantage à l'avenir dans un tel scénario si le prix des quotas devient très élevé ; or, l'un des moyens de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> par tonne d'acier consiste à accroître la part de la filière électrique aux dépens de la filière fonte.

Certes, on pourrait imaginer que l'octroi de quotas en APP soit conditionné à la production locale. Autrement dit, si un opérateur produit du ciment ou de l'acier à partir, respectivement, de clinker ou de fonte importé, il ne recevrait pas de quotas. Une telle procédure semble cependant très vulnérable à une attaque devant l'organe de règlement des différends de l'OMC.

### **4.3. Un besoin d'informations sur la production de chaque installation**

La conception des PNAQ des première et deuxième périodes a largement été contrainte par les informations disponibles. En particulier, la généralisation du *grandfathering* et le faible recours au *benchmarking* s'expliquent en partie par la nécessité de connaître la production passée de chaque installation pour appliquer le *benchmarking*, alors que pour le *grandfathering*, il suffit de connaître les émissions passées (Buchner et al., 2007). Pour appliquer l'APP, il est de plus nécessaire de connaître au début de chaque année la production de l'année précédente, en plus des émissions (Egenhoffer et Fujiwara, 2007: 12). Les coûts administratifs et les coûts de transaction pour produire et vérifier cette information vont donc augmenter, d'autant qu'il faudra probablement la traiter en protégeant le secret industriel.



#### **4.4. La fin de l'effet "assurance" inclus dans l'AF**

Jusqu'à présent, nous avons mentionné deux raisons qui amènent à préférer l'APP en situation d'incertitude (3.3 et 3.4 ci-dessus). Cependant, en AF, en cas de baisse inattendue de la production, l'exploitant bénéficie de quotas à vendre puisque ses émissions diminuent. Or, quelle que soit la cause d'une telle baisse inattendue de la production (contraction de la demande, apparition de nouveaux concurrents, accident ou incident industriel, grève...) elle engendrera en général une baisse du profit par rapport au niveau anticipé<sup>15</sup>. A l'inverse, une hausse inattendue de la production, due par exemple à un surcroît de demande, entraînera une augmentation des émissions, donc la nécessité d'acheter des quotas, ou d'en vendre moins. Par conséquent l'AF "lisse" les variations de profit, et constitue pour les firmes soumises au SEQE un instrument de couverture du risque gratuit, contrairement aux contrats d'assurance, qui comportent une marge pour l'assureur et dont l'espérance de gain est donc forcément négative. Cet effet "assurance" disparaît en APP. Il n'a pas, à notre connaissance, été quantifié.

#### **4.5. Le report du risque de non-conformité sur les Etats-membres et l'Union européenne**

En APP, si la production des secteurs couverts augmente plus vite que prévu, il en sera de même des émissions et de la quantité de quotas distribuée. Or, il est probable que, dans une telle éventualité, les émissions du transport de marchandises ou celles du résidentiel et tertiaire, secteurs non couverts par le SEQE, augmentent elles aussi plus rapidement que prévu ; les premières parce qu'elles dépendent en partie de l'activité industrielle, les seconds parce qu'elles dépendent du besoin de chauffage et de climatisation, tout comme les émissions dues à la production d'électricité. Dans une telle éventualité, les Etats-membres et l'Union européenne risquent de ne pas respecter les objectifs fixés par le Protocole de Kyoto, d'autant que les autres secteurs non couverts (transport de voyageurs, agriculture) souffrent d'une grande inertie. Certes, en AF, les Etats-membres et l'Union européenne risquent également un dépassement imprévu de leur objectif car les émissions des secteurs hors SEQE sont incertaines, mais l'APP accroît cette incertitude.

Cependant, il est possible de résoudre ce problème en corrigeant l'APP de manière à maintenir un objectif global fixe pour l'ensemble des émissions couvertes par le SEQE. Dans ce système, étudié par Fischer (2001) et Schyns (2006), l'allocation de chaque installation ne serait plus indexée uniquement sur la production de cette installation mais sur cette production (positivement) et sur un indice de la production couverte par l'ensemble du système (négativement). Supposons par exemple un système d'échange de quotas limité à deux installations : une aciérie par voie fonte qui reçoit deux quotas par tonne d'acier et une cimenterie qui reçoit un quota par tonne de ciment. La production anticipée de chaque installation est de 100 tonnes, la production constatée *ex post* de 115 tonnes pour l'aciérie, de 100 tonnes pour la cimenterie. L'aciérie recevrait 200 quotas en AF, 230 en APP ; dans ce dernier cas, le plafond global serait de 330 tonnes de CO<sub>2</sub> contre 300 anticipées, soit 10% de plus. La combinaison de l'APP et d'un objectif global fixe consisterait à appliquer au plafond

---

<sup>15</sup> Certes, il existe des cas où une hausse de la production s'accompagne d'une baisse du profit – par exemple si un oligopole collusif éclate et est remplacé par une situation de concurrence, comme sur le marché allemand du ciment en 2002 – mais de telles situations semblent tout de même exceptionnelles.

qui résulterait d'une simple APP une correction à la baisse en la multipliant par un facteur  $(1/(1+0,1))=0.909$ . L'aciérie disposerait ainsi de 209 quotas et la cimenterie de 91, soit toujours un total de 300 quotas.

Signalons que dans cette option, l'allocation de chaque installation devient moins prévisible puisqu'elle dépend de l'activité et des émissions de l'ensemble des autres installations couvertes. Aussi, l'avantage 3.5 mentionné plus haut disparaît et peut même se transformer en inconvénient. D'une manière générale, quel que soit le système retenu, l'incertitude sur les émissions tendanciennes existe et doit être supportée par tout ou partie des acteurs en présence ; savoir lesquels sont les plus à même de gérer ce risque reste une question ouverte à ce stade des connaissances.

## 5. Conclusion

En conclusion, il nous semble important de distinguer les secteurs protégés de la concurrence internationale (principalement<sup>16</sup> électricité et chaleur, qui représentent 57% des émissions couvertes par le SEQE en 2005 selon Kettner et al., 2007) des secteurs exposés.

Pour les secteurs protégés, on ne peut défendre ni un passage à l'APP, ni un passage complet à l'AF (qui prendrait la forme d'un allongement des périodes d'engagement et/ou de suppression de la réserve pour les nouvelles installations et des règles de fermeture). En effet, un passage à l'APP ferait baisser l'incitation à économiser les biens et services intensifs en GES, à commencer par l'électricité. Les simulations montrent que le surcoût économique est considérable (Demailly et Quirion, 2007b). A l'inverse, un passage complet à l'AF poserait un problème majeur de *windfall profits* et de hausse du coût net à cause des effets d'équilibre général, hausse du coût qui peut s'avérer très importante comme l'ont montré Parry et al. (1996) pour les Etats-Unis.

La vente aux enchères des quotas est nettement préférable dans ces secteurs, puisqu'elle permet d'éviter les *windfall profits* sans créer de problèmes de fuites de CO<sub>2</sub> (sauf par le biais des émissions indirectes) et surtout sans supprimer l'incitation à réduire la consommation d'électricité.

Pour les secteurs exposés, en revanche, une APP limitée aux secteurs exposés à la concurrence internationale est une option à considérer sérieusement, principalement pour éviter les fuites de CO<sub>2</sub>, d'autant que comme nous l'avons vu, il est possible de combiner ce mode d'allocation avec un plafond d'émission fixe, pour éviter de reporter le risque de la non-conformité sur les Etats. Pour être applicable sans trop d'effets pervers, l'APP suppose toutefois deux conditions :

⇒ D'une part, que soit trouvé un moyen de résoudre le "dilemme du clinker" (cf. paragraphe 4.2), qui soit défendable en cas d'attaque devant l'OMC. Autrement dit, il faudrait que la quantité de quotas distribuée soit proportionnelle à la quantité de ciment, acier, etc., et non à la quantité du produit intermédiaire intensif en CO<sub>2</sub> (clinker, fonte, etc.), tout en supprimant l'incitation à importer ce produit intermédiaire.

---

<sup>16</sup> C'est également le cas de certains matériaux, dont le ciment, en tout cas pour les usines situées loin des ports, mais il semble difficile d'instaurer des règles différentes au sein d'un même secteur.

⇒ D'autre part, elle suppose que l'APP ne soit pas dénaturée par l'établissement de benchmarks différents en fonction de la technologie et/ou du combustible. Or, les industriels qui utilisent les combustibles et les procédés les plus émetteurs feront certainement pression en ce sens. S'ils ont gain de cause (benchmark plus élevé pour le ciment par voie humide ou semi-sèche, pour l'acier par filière fonte, etc.) cela aboutirait à accroître encore les incitations perverses qui existent déjà dans le système actuel du fait de cette différenciation des benchmarks dans la réserve pour les nouveaux entrants, dans plusieurs Etats membres.

La solution idéale, dans les secteurs exposés, consiste en fait à vendre les quotas aux enchères en ayant recours à un ajustement aux frontières (Demailly et Quirion, 2007b), ce qui ne pose pas les problèmes mentionnés ci-dessus, tout en réglant celui des fuites de CO<sub>2</sub>. Cependant, si l'UE ne veut pas s'engager en ce sens, l'APP peut constituer une politique de *second best*, à condition de résoudre les deux problèmes mentionnés ci-dessus.

## Annexe : un modèle simple en économie fermée

Il a souvent été prétendu que la manière dont les quotas échangeables sont distribués (en particulier gratuitement ou vendus aux enchères) n'avait d'autre impact que sur la distribution du revenu. Ainsi, Tietenberg (2002: 3) écrit : "Whatever the initial allocation, the transferability of the permits allows them to ultimately flow to their highest valued uses. Since those uses do not depend on the initial allocation, all initial allocations result in the same outcome and that outcome is cost-effective". Ce n'est vrai que sous des hypothèses très strictes. En particulier, si le montant de quotas reçu par une firme dépend de son comportement présent, cette firme va en général modifier son comportement pour recevoir davantage de quotas.

Dans cette annexe, nous définissons trois modes d'allocation des quotas – la vente aux enchères, l'AF et l'APP – et nous les comparons à la politique optimale à l'aide d'un modèle économique simple, très proche de celui de Fischer (2001). Cela nous permet de montrer, à partir des conditions du premier ordre de la maximisation du profit, comment ces trois méthodes d'allocation des quotas affectent les règles de décision des entreprises, le prix du CO<sub>2</sub>, la production et la réduction des émissions par unité produite.

### A.1. La politique optimale

Supposons une économie fermée constituée d'un seul secteur en concurrence parfaite. Maximisons le bien-être économique, c'est-à-dire le surplus du consommateur net du coût de la production, en respectant une contrainte sur les émissions de CO<sub>2</sub> :

$$\underset{ua, Q}{Max} W = \int_0^Q P[q] dq - C[ua]Q \quad (1)$$

$$\text{s.t. } (ue_0 - ua)Q \leq E, \quad (2)$$

Où  $P[q]$  est la fonction de demande inverse,  $Q$  la production,  $C$  le coût marginal de production, supposé constant avec la production mais croissant avec le niveau de réduction d'émission par unité produite  $ua$  ( $C[ua] > 0$ ,  $C'[ua] > 0$ ),  $ue_0$  le niveau tendanciel d'émission par unité produite et  $E$  la contrainte sur les émissions de CO<sub>2</sub>. En supposant cette dernière contrainte effective, les conditions du premier ordre sont :

$$C'[ua] = \lambda \quad (3)$$

$$P = C[ua] + \lambda(ue_0 - ua) \quad (4)$$

L'équation (3) montre que le coût marginal de réduction des émissions est égal au prix fictif de la contrainte  $\lambda$  et l'équation (4) que le niveau de production est tel que le bénéfice marginal d'une nouvelle unité produite (le prix) est égal au coût de production plus le produit du prix fictif de la contrainte par le niveau des émissions unitaires ( $ue \equiv ue_0 - ua$ ). En d'autres termes, le prix du produit inclut maintenant la valeur des émissions entraînées par la production.

## A.2. L'AF et la vente aux enchères

Dans ces deux méthodes d'allocation, le montant de quotas qu'une firme reçoit gratuitement est indépendant de son comportement. En cas de vente aux enchères, ce montant est nul, tandis qu'en AF il est strictement positif.

Une firme représentative maximiserait son profit :

$$\underset{ua, Q}{Max} \Pi^{GF/AU} = (P - C[ua])Q - P_{CO_2} ((ue_0 - ua)Q - gf), \quad (5)$$

où  $gf$  est le montant de quotas distribués gratuitement (0 en cas d'enchères). Les conditions du premier ordre donnent :

$$C'[ua] = P_{CO_2} \quad (6)$$

$$P = C[ua] + P_{CO_2} (ue_0 - ua) \quad (7)$$

Nous retrouvons les conditions optimales (3) et (4), avec  $P_{CO_2} = \lambda$ . L'équation (6) est la traditionnelle égalisation du coût marginal de réduction des émissions avec le prix du CO<sub>2</sub>. Dans l'équation (7) nous voyons que le prix du produit égale bien la somme du coût marginal de production et de la valeur des émissions par unité produite. Même si les quotas sont distribués gratuitement, les firmes se comportent comme si elles devaient les acheter car les quotas ont un coût d'opportunité : si les firmes les utilisent pour couvrir leurs émissions, elles ne peuvent pas les vendre. Par conséquent  $gf$  n'apparaît pas dans les conditions du premier ordre, qui sont identiques pour les enchères et l'AF. On peut en déduire, par l'équation (5), que le profit est plus grand en AF qu'en cas de vente aux enchères, ce qui n'étonnera personne car nous ne supposons pas ici de recyclage des recettes de la vente, et la différence est égale à  $P_{CO_2} \cdot gf$ .

## A.3. L'APP

En APP, la quantité de quotas allouée à une firme dépend de son niveau de production. La fonction de profit peut s'écrire :

$$\underset{ua, Q}{Max} \Pi^{OB} = (P - C[ua])Q - P_{CO_2} (ue_0 - ua - ob)Q, \quad (8)$$

Où  $ob$  (pour *output-based*) est l'allocation par unité produite. Les conditions du premier ordre de la maximisation du profit donnent :

$$C'[ua] = P_{CO_2} \quad (9)$$

$$P = C[ua] + P_{CO_2} (ue_0 - ua - ob) \quad (10)$$

Comme pour la firme moyenne,  $ob = ue_0 - ua$ , on obtient :

$$P = C[ua] \quad (11)$$

Pour un prix du CO<sub>2</sub> donné, le niveau de réduction des émissions par unité produite est le même qu'en AF (équations 9 et 6). En revanche le prix du produit est simplement égal au coût marginal de production, alors qu'en AF il incorpore en outre la valeur des émissions

incorporée dans une unité de produit (équations 11 et 7). Le prix des produits est plus faible en APP, donc, sauf si la fonction de demande est totalement inélastique, le niveau de production  $Q$  est plus élevé.

Regardons maintenant l'équilibre sur le marché des quotas :

$$E = Q \left( ue_0 - ua \left[ P_{CO_2} \right] \right), \quad (12)$$

Où  $ua \left[ P_{CO_2} \right], ua \left[ 0 \right] = 0, ua' > 0$ , est la réduction des émissions exprimée en fonction du prix du  $CO_2$ . Cette équation peut être réécrite ainsi :

$$ua \left[ P_{CO_2} \right] = ue_0 - E/Q, \quad (13)$$

Comme l'APP entraîne un niveau de production  $Q$  plus élevé, il en résulte que pour un niveau d'émissions agrégé donné, il entraîne également un niveau de réduction par unité produite  $ua$  plus grand, donc un prix du  $CO_2$  plus grand que l'AF.

En résumé, l'AF et la vente aux enchères entraînent un niveau de production et d'émissions unitaires optimaux tandis que l'APP entraîne trop de production et de réduction d'émissions unitaires. Cette dernière entraîne aussi un prix du  $CO_2$  plus élevé que l'AF.

## Références

- Ando, S., E. Desarnaud, T. Desbarbieux et Y. Prebay, 2006. *Les enjeux du développement durable au sein de l'industrie du ciment : réduction des émissions de CO<sub>2</sub>*, Rapport pour l'Atelier Changement climatique, Ecole Nationale des Ponts et Chaussées
- Bernard, A., Vielle, M., 2003. Measuring the Welfare Cost of Climate Change Policies: A Comparative Assessment Based on the Computable General Equilibrium Model GEMINI-E3, *Environmental Modelling & Assessment*, 8(3).
- Bernard, A.L., Fischer, C., Fox, A.K., 2007. Is There a Rationale for Rebating Environmental Levies?, *Resource and Energy Economics* 29(2): 83-101
- Bonduelle, A., 2007. *Carbon emissions displaced by energy savings*, ECEEE 2007 Summer Study
- Bovenberg A.L. and L.H. Goulder, 2000. *Neutralizing the Adverse Industry Impacts of CO<sub>2</sub> Abatement Policies: What Does it Cost?*, NBER Working Papers 7654, National Bureau of Economic Research
- Buchner, B.K., Carraro, C., Ellerman, D., 2007. *The Allocation of European Union Allowances: Lessons, Unifying Themes and General Principles*. in D. Ellerman, B. Buchner and C. Carraro, *Allocation in the European Emissions Trading Scheme – Rights, Rents and Fairness*, Cambridge University Press, Cambridge, UK
- Burtraw, D., Palmer, K., Bharvirkar, R., Paul, A., 2001. *The effect of allowance allocation on the cost of carbon emission trading*. RFF Discussion Paper 01-30.
- Burtraw, D., Palmer, K., Bharvirkar, R., Paul, A., 2002. The Effect on Asset Values of the Allocation of Carbon Dioxide Emission Allowances. *The Electricity Journal* 15(5): 51-62.
- Caisse des Dépôts et Powernext, *Tendance carbone* n° 13, <http://www.caissedesdepots.fr/spip.php?article649>
- Demailly, D., J.-P. Ponsard and N. Walker, 2007. *Assessing the financial and environmental impact of CO<sub>2</sub> emissions trading on the European cement sector: a spatial competition framework*, working paper, CIRED, Ecole polytechnique et University College Dublin
- Demailly, D., Quirion, P., 2006. CO<sub>2</sub> abatement, competitiveness and leakage in the European Cement Industry under the EU ETS: grandfathering versus output-based allocation. *Climate Policy* 6, 93-113.
- Demailly, D., Quirion, P., 2007a. European Emission Trading Scheme and competitiveness: A case study on the iron and steel industry, forthcoming, *Energy Economics*.
- Demailly, D., Quirion, P., 2007b. *Changing the allocation rules for EU greenhouse gas allowances: Impact on competitiveness, revenue distribution and economic efficiency*. EAERE Conference, Thessalonica, June
- Egenhoffer, C. and N. Fujiwara, 2007. *Shaping the global arena – Preparing the EU emission trading scheme for the post 2012 period – Policy conclusions and recommendations of a CEPS task force*, March, Bruxelles.

- Ellerman, A.D., P.L. Joskow, R. Schmalensee, J.-P. Montero, E.M. Bailey, 2000. *Markets for clean air: the U.S. acid rain program*. Cambridge, UK: Cambridge University Press
- Ellerman, A.D. and I. Sue Wing, 2003. Absolute v. Intensity-Based Emission Caps, *Climate Policy* 3 (Supplement 2): S7-S20.
- EPE – Entreprises pour l'environnement, 2005. *EU ETS Review*. Available at: [http://www.epe-asso.org/pdf\\_rap/EpE\\_rapports\\_et\\_documents62.pdf](http://www.epe-asso.org/pdf_rap/EpE_rapports_et_documents62.pdf)
- Fischer, C., 2001. *Rebating Environmental Policy Revenues: Output-Based Allocations and Tradable Performance Standards*. Resources for the Future Discussion Paper 01-22.
- Gielen, A.M., P.R. Koutstaal and H.R.J. Vollebergh, 2002. *Comparing Emission Trading with Absolute and Relative Targets*, Paper presented at the 2nd CATEP Workshop on the Design and Integration of National Tradable Permit Schemes for Environmental Protection, hosted by University College London, 25-26 March 2002.
- Godard O., 2005. Politique de l'effet de serre – Une évaluation du plan français de quotas de CO<sub>2</sub>, *Revue française d'économie*, vol. 19, n°4.
- Goulder L.H., Parry, I.W.H., Williams, R.C., Burtraw, D., 1999. The cost-effectiveness of alternative instruments for environmental protection in a second-best setting. *Journal of Public Economics* 72 329–360.
- H. John Heinz III Center for science, economics and the environment, 1998. *Designs for domestic carbon emissions trading*, Washington D.C., September
- Haites, E., 2003. Output-based allocation as a form of protection for internationally competitive industries. *Climate Policy* 3S2: S29–S41.
- Hepburn, C., M. Grubb, K. Neuhoff, F. Matthes and M. Tse, 2006. Auctioning of EU ETS Phase II Allowances: How and Why? *Climate Policy*, 6(1) pp.137-160.
- Jotzo F. and J. Pezzey, 2007. 'Optimal intensity targets for greenhouse gas emissions trading under uncertainty', *Environmental and Resource Economics*, 38(2): 259-284.
- Kettner C., Köppl A., Schleicher S., Thenius G., 2007. *Stringency and Distribution in the EU Emissions Trading Scheme – The 2005 Evidence*. WIFO, Vienna, February
- Kuik, O. and M. Mulder, 2004. Emissions trading and competitiveness: pros and cons of relative and absolute schemes, *Energy Policy*, 32(6): 737-745
- Marchinski R. et F. Lecoq, 2006. *Do intensity targets control uncertainty better than quotas? Conditions, calibrations and caveats*, World Congress in Environmental and Resource Economics, Kyoto
- McKinsey and Ecofys, 2005. *Review of EU emissions trading scheme*, European Commission, DG Environment, November
- Neuhoff, K., Keats, K., Sato, M., 2006. Allocation, incentives and distortion: the impact of EU ETS emission allowance allocations to the electricity sector. *Climate Policy*, 6: 73-91
- Newell, R. and W. Pizer, 2006. *Indexed regulation*, Resources for the future Discussion paper 06-32



- Nollet, P., 2007. Changement climatique : les propositions de l'Union européenne après 2012, *Responsabilité et environnement* 45: 91-96, janvier
- Oxera, 2004. *CO<sub>2</sub> emission trading: How will it affect UK industry?* Report for the Carbon Trust
- Parry, I., R. Willams and L. Goulder, 1996. *When can carbon abatement policies increase welfare? The fundamental role of distorted factor markets*, Resources for the Future Discussion Paper 97-18, December
- Quirion, P., 2005. Does uncertainty justify intensity emission caps? *Resource and Energy Economics* 27(4): 343-353
- Schyns, J.A.J.V., 2006. *How to fit benchmarks with ex-post adjustment in the present EU Emissions Trading Directive*, paper presented at the 4th Congress of the European Chemical Regions Network, held in Tarragona, Spain, 10 November.
- Sijm, J., Kuik, O.J., Patel, M., Oikonomou, V., Worrell, E., Lako, P., Annevelink, E., Nabuurs, G.J., Elbersen, H.W., 2004. *Spillovers of climate policy*. ECN Report.
- Sijm, J., Neuhoff, K., Chen, Y., 2006. CO<sub>2</sub> cost pass-through and windfall profits in the power sector *Climate Policy* 6 49–72.
- Smale, R., Hartley, M., Hepburn, C., Ward, J., Grubb, M., 2006. The impact of CO<sub>2</sub> emissions trading on firm profits and market prices. *Climate Policy* 6(1), 31–48.
- Sue Wing, I., A.D. Ellerman and J.M. Song, 2007. Absolute vs. Intensity Limits for CO<sub>2</sub> Emission Control: Performance Under Uncertainty, forthcoming in H. Tulkens and R. Guesnerie (eds.), *The Design of Climate Policy*, MIT Press.
- Tietenberg, T., 2002. *The Tradable Permits Approach to Protecting the Commons: What Have We Learned?*, FEEM Working paper 36.02.
- Walker, N., F. Convery, M. Bazilian, B.P. Ó Gallachóir, 2007. *The Impact of the EU Emissions Trading Scheme on Competitiveness and Trade in the European Cement Sector*, working paper, University College Dublin.