

# « La régulation des émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique via un système de permis négociables »

6<sup>ème</sup> Journée Doctorale d'Economie | Avril 2015

**Wilfried Mourier, Laboratoire EDDEN (Economie du développement durable et de l'énergie)**

Adresse mail : [wilfried.mourier@upmf-grenoble.fr](mailto:wilfried.mourier@upmf-grenoble.fr)

Numéro de téléphone : 04 56 52 85 88

Laboratoire PACTE-EDDEN, 47, 38040 Grenoble CEDEX 9

# Résumé :

---

Dans la lutte contre le changement climatique, la régulation des émissions de gaz à effet de serre issues du secteur électrique est incontournable, compte tenu de sa part importante dans les émissions totales. Cet article est basé sur la réflexion Coasienne (1960) de gestion des externalités négatives via la distribution de droits de propriétés, électrique le Système de Permis Négociables (ETS), appliqué à la régulation des rejets de CO<sub>2</sub> du secteur. Deux approches sont possibles : placer la demande de conformité sur les centrales qui produisent de l'électricité ou sur les consommateurs qui la sollicitent. Dans le premier cas, les émissions directes issues de la combustion d'énergies primaires sont régulées, dans le second ce sont les émissions indirectes, issues d'une demande en électricité consommatrice de charbon, pétrole et/ou gaz qui le sont. Les contextes économiques, sociaux, politiques et structurels des pays ont incité les gouvernements à privilégier l'une ou l'autre modalité pour l'élaboration de leur système de permis négociables.

L'article étudie les raisons, dans un système de permis négociables, de placer le point de conformité en amont ou en aval du cycle de vie de l'électricité (respectivement producteurs ou consommateurs) et les difficultés que ces différences peuvent générer lors d'une liaison des ETS.

**Mots clés** : régulation des émissions de GES, système de permis négociables, émissions directes, émissions indirectes, secteur électrique, SCEQE, Chine, Californie.

## Introduction

---

Dans la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre (GES), la régulation de la production et de la consommation de l'électricité est incontournable et ce pour plusieurs raisons. (i) Tout d'abord ce secteur représente une proportion importante dans les émissions totales. En 2011, d'après des données de l'IEA (International Energy Agency, 2014) en Chine, aux Etats-Unis et en Europe respectivement 54%, 47% et 42% des émissions de CO<sub>2</sub> dues à la combustion totale de carburants étaient attribuables à la production d'électricité et de

chaleur ; (ii) de ce fait, il offre un potentiel important de réductions de GES à court et moyen terme. (iii) Enfin, du fait de la durée de vie des installations, les choix d'investissement dans le secteur déterminent les rejets de GES du secteur à long terme d'où la nécessité de l'inclure rapidement dans la politique climatique (Unruh, 2000; Unruh and Carrillo-Hermosilla, 2006). Nous considérons le système de permis négociables (ETS<sup>1</sup>) comme mode de régulation des émissions du secteur électrique. Ce mode de régulation se rapporte à la réflexion

---

<sup>1</sup> ETS: Emission Trading Scheme / System (l'acronyme anglais est utilisé dans l'article).

Coasienne (1960) pour la gestion des externalités négatives via la distribution de droits de propriété. Dales (1968) en a formalisé le mécanisme en proposant explicitement un système de quotas aux enchères. Montgomery (1972) a ensuite fourni les fondements théoriques de l'efficacité économique de la mise en place de ces droits de propriété.

La réglementation des émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'électricité dans le cadre d'un système de permis négociables pose d'importantes questions politiques quant aux entités qui devront justifier leurs émissions. C'est ce qu'on appellera : la localisation du point de conformité, défini comme le niveau de la chaîne d'approvisionnement en électricité auquel serait appliquée la contrainte sur les émissions de GES. En effet, l'inclusion de ce secteur peut se faire suivant deux approches diamétralement opposées : la demande de conformité peut être placée sur les centrales qui produisent de l'électricité ou sur les clients qui la sollicitent. En d'autre terme, il y a discussion quant à la décision de contrôler les émissions directes, issues de la combustion d'énergies primaires, ou les émissions indirectes, résultat d'une demande en électricité induisant indirectement des émissions de GES provenant de la combustion de charbon, pétrole et/ou gaz lors de la production d'électricité. Les contextes économiques, sociaux, politiques et structurels des pays ont incité les gouvernements à privilégier l'une ou l'autre approche pour la construction de leur système de permis négociables. L'EU ETS<sup>2</sup> et la

Californie ont opté pour une régulation en amont de la chaîne d'approvisionnement directement sur les centrales électriques. A l'inverse les programmes pilotes chinois ont été dans l'obligation d'opérer une gestion en aval par l'inclusion des grands consommateurs dans leur système de permis négociables. En effet, cette approche a permis de contourner la réglementation des prix de l'électricité en vigueur en Chine. L'article se propose ainsi d'analyser la question de la localisation du point de conformité dans le secteur électrique : à quel maillon de la chaîne d'approvisionnement allant des fournisseurs de combustibles au consommateur final en passant par les producteurs, les systèmes de transmission et les distributeurs, l'obligation de la conformité devrait-elle se situer ? Ce problème est examiné dans les contextes particuliers de l'Europe, de la Californie, de la Chine et des caractéristiques spécifiques de leur marché énergétique.

Pour chercher à mieux appréhender cette question de la compatibilité des systèmes de permis négociables dans la gestion des émissions issues du secteur électrique, l'article est organisé selon trois sections : (i) tout d'abord une présentation des caractéristiques propres aux deux modes de régulation du secteur électrique à travers un ETS, (ii) puis en nous appuyant sur cette première partie, nous justifierons le choix de design fait par les gouvernements (iii) et enfin il sera analysé les difficultés que vont générer ces modes de régulation différenciés lors d'une liaison des ETS.

---

<sup>2</sup> EU ETS : European Union ETS -système communautaire d'échange de quotas d'émission- (l'acronyme anglais est utilisé dans l'article).

# 1 La régulation des émissions du secteur électrique via le marché

D'après Hobbs et al. (2010), la mise en œuvre de la réglementation des GES dans le secteur de l'électricité via le marché peut s'opérer selon quatre grandes alternatives, regroupées en deux catégories:

- La régulation des émissions directes qui consiste à prendre en compte les émissions issues de la consommation de matières fossiles:
  - Une première initiative tend à réguler les émissions en amont de la chaîne de production de l'électricité au niveau de l'approvisionnement en énergie primaire, c'est-à-dire les entrées de produits fossiles dans les centrales électriques dont la combustion va rejeter du CO<sub>2</sub>.
  - Une seconde alternative vise à mettre en œuvre un système de plafonnement et d'échange basé sur l'électricité produite.
- La régulation des émissions indirectes issues de l'utilisation d'une énergie secondaire indirectement responsable de la combustion de matières fossiles ayant rejetées des GES :
  - la réglementation des émissions peut se faire partiellement "en aval" en plaçant une obligation de déclaration

et de conformité sur les fournisseurs de détail de l'énergie (appelé "load-serving entities"). Ceux-ci devront alors démontrer que l'énergie qu'ils ont achetée représente une combinaison de sources qui réalise une cible de contenu carbone. Il est en effet impossible de déterminer les émissions de GES causées par chaque MWh d'électricité consommé. Une procédure administrative doit donc être utilisée pour attribuer les émissions de GES à chaque unité d'électricité fournie par une entreprise de distribution. Ceci est accompli en assignant aux achats bilatéraux d'électricité une valeur CO<sub>2</sub> (Gillenwater and Breidenich, 2009).

- Il est également possible d'aller plus en aval encore dans la régulation par l'inclusion des utilisateurs finaux d'électricité dans le système de permis négociables. Les consommateurs sont considérés responsables des émissions de gaz à effet de serre par leur demande en électricité (Niemeier et al., 2008).

## 1.1 Réglementer les émissions directes

La régulation en amont de la chaîne de production vise à orienter le comportement des producteurs vers un recours accru aux énergies primaires à faible contenu carbone via l'augmentation des prix des énergies les plus

carbonées. Il en est de même si la régulation se situe au niveau des centrales électriques, qui devront rendre des comptes par rapport à leurs émissions. La gestion par les émissions directes appelle à plus d'efficacité<sup>3</sup>, afin de limiter l'impact de la hausse des coûts due à l'augmentation du prix des matières premières ou à la nécessité d'acheter des quotas. A défaut, elles seront susceptibles de perdre des parts de marché face aux producteurs utilisant des combustibles moins carbonés. L'objectif étant d'accroître la compétitivité des centrales employant des énergies primaires moins émettrices ou/et des centrales plus efficaces. La mise en place d'une régulation sur l'approvisionnement en énergie primaire ou sur les producteurs d'électricité incite ainsi à une réduction de l'intensité carbonique de la production d'électricité. Toutefois, un système de plafonnement et d'échange sur les émissions directes entièrement fonctionnel ne peut atteindre l'optimum social qu'à condition que le prix du CO<sub>2</sub> passe à travers les différentes étapes de production et de distribution jusqu'à l'utilisateur final (Feijoo and Das, 2014). En effet, la hausse des coûts de production de l'électricité doit se répercuter sur le consommateur afin d'inciter une baisse de la demande. Cela permet de réduire de manière absolue la consommation d'électricité et donc les rejets de CO<sub>2</sub>.

En définitive, la régulation des émissions directes permet, en premier lieu, de réduire l'intensité carbonique de l'électricité produite en orientant le mix de production vers des sources

d'énergie moins émettrices de GES. Dans un second temps, le coût d'adaptation des producteurs à la régulation devrait conduire à une hausse du prix de l'électricité, incitant les utilisateurs finaux à réduire leur consommation. Le secteur de l'électricité requiert une attention particulière à cet égard (Kim and Lim, 2014). La plupart des pays interviennent sur leurs marchés de l'électricité via un contrôle, plus ou moins complet, sur les prix. L'intervention étatique entraîne des distorsions importantes et empêche les centrales de refléter le coût de production sur le tarif de vente. L'efficacité du système est alors limitée.

## ***1.2 Réglementer les émissions indirectes***

Un système basé sur les émissions indirectes fait porter la charge de conformité sur les entités en aval de la production d'électricité. En théorie, la mise en œuvre et l'administration de la méthode en aval est simple. Les installations de production ont des taux d'émissions relativement standards en fonction de leur type de combustible, leur technologie de production, leur localisation et leur âge. Les fournisseurs ou consommateurs auraient seulement besoin de remettre à l'organisme de réglementation l'évolution du taux d'émission de l'électricité achetée, calculé en fonction des contrats avec les producteurs (Michel and Nielsen, 2008). La différence entre la régulation des fournisseurs et des utilisateurs finaux vient dans l'incitation à la diminution des consommations d'électricité. Les consommateurs sont à même d'arbitrer consommer une électricité à moindre contenu en carbone ou consommer tout simplement moins d'électricité

---

<sup>3</sup> L'efficacité des centrales est définie dans l'article comme l'amélioration du rapport : utilisation de combustibles fossiles sur production d'électricité

(Michel and Nielsen, 2008). Selon cette méthode, deux vecteurs sont pris en compte : la quantité d'électricité consommée et son intensité. Cela encourage un comportement efficace en liant explicitement la consommation d'énergie avec des émissions de GES. Si la réglementation porte sur les fournisseurs, seule l'intensité énergétique est prise en compte, car ils ne peuvent pas limiter directement les consommations de leurs clients et n'ont aucune incitation à le faire. La réduction de la demande aura lieu suite à une hausse des prix de l'électricité due à la contrainte carbone. En définitive faire porter la charge sur les utilisateurs finaux permet de déployer une plus grande combinaison de réduction des émissions.

Il est important de noter qu'un régime qui inclurait jusqu'au plus petit consommateur, le ménage, serait toutefois susceptible de complexifier la mise en place du système de permis négociables. Des coûts organisationnels importants seraient susceptibles d'apparaître limitant ainsi l'efficacité du système. Réglementer les fournisseurs permettrait ainsi de faire porter la charge sur l'ensemble des consommateurs par une hausse des prix de l'électricité sans pour autant complexifier la gestion de l'ETS. Un arbitrage est nécessaire entre la maximisation des alternatives possibles pour la réduction des émissions de GES afin de capter les réductions à moindre coût et les surcoûts de l'inclusion d'un nombre trop important d'entités couvertes. De plus, l'approche par la réglementation des émissions indirectes introduit une complexité et une imprécision substantielles dans l'identification des taux d'émissions de l'électricité consommée.

## **2 Les facteurs décisionnels dans le choix de réglementation**

### ***2.1 Régulation des producteurs (position européenne)***

Le secteur électrique a été, dès la première phase du système européen de permis négociables, la principale partie prenante avec 55 % des allocations de quotas reçues. Dans l'EU ETS, les centrales de production d'électricité sont les entités réglementées. Cela permet d'associer directement la combustion d'énergies fossiles aux émissions qui en résultent. L'EU ETS travaille à réduire l'intensité des émissions de la production d'électricité dans les Etats membres essentiellement par substitution de combustible du charbon vers le gaz naturel. En effet, l'offre d'électricité sélectionnée pour répondre à la demande est choisie en fonction des coûts marginaux de production à court terme (principe de l'ordre de mérite), or, l'EU ETS modifie le coût de production des centrales en fonction du combustible utilisé (la composante de la majorité des coûts marginaux de production). En ajoutant un élément de coût qui reflète les émissions de CO<sub>2</sub>, les centrales au gaz naturel deviennent relativement plus compétitives que les usines utilisant du charbon. Dans la phase I<sup>4</sup> du système européen (2005-2007), la contrainte carbone a eu un impact plus clair sur les fonctions de coût de production de l'électricité que durant les phases suivantes. D'après l'étude produite en 2008 par Delarue et al. (Delarue et al., 2008), les réductions d'émissions à

---

<sup>4</sup> La phase II couvre la période 2008-2012 et la phase III a débuté en 2013 et se terminera en 2020.

court terme, en réponse au prix de CO2 imposée par les émissions de l'EU ETS en 2005, ont généré une diminution de 2 % de la part des centrales au charbon dans le mix énergétique du secteur électrique. Cependant, la décision d'attribuer gratuitement les permis sur une méthode de droits acquis (grandfathering) a généré des bénéfices exceptionnels pour les entreprises en place (Ahamada and Kirat, 2011). En raison de prix de l'électricité plus élevés non compensés par la nécessité d'acheter des quotas, les centrales ont capté des rentes importantes (Keppler and Cruciani, 2010). Pour cette raison, la Commission Européenne a :

- (i) Exigé, le renoncement aux allocations post-fermeture afin d'éviter les effets d'aubaine. Dans la mesure où les quotas étaient alloués, en quasi intégralité, de manière gratuite en première et deuxième période, leur abandon permettait de ne pas bénéficier d'un surplus de quotas, suite à la fermeture de l'entité avant la fin de la période. Cela permettait d'éviter les rentes issues de la vente de ce surplus.
- (ii) Décidé, de faire de la vente aux enchères la seule méthode d'allocation des quotas en phase III pour le secteur électrique. La mise aux enchères intégrale est susceptible de limiter la compétitivité des centrales les plus émettrices de GES, rendant ainsi les investissements sobres en carbone plus attrayants.

Il est important de relever que l'avantage principal de l'EU ETS est son étendue géographique. L'inclusion automatique dans le système de tout pays qui intègre l'Union Européenne, permet de

limiter les fuites de carbone dans le secteur de l'électricité. En effet, cela limite les interconnexions avec des pays non soumis à la régulation du système communautaire.

## **2.2 L'approche « first seller » (position californienne)**

La Californie au travers de la « Western Climate Initiative » a choisi d'inclure les producteurs d'électricité et donc les émissions directes de GES. L'approche suivie, place l'obligation de mise en conformité pour les émissions sur le « premier vendeur » ("first seller"). Un premier vendeur ou libérateur est l'entité qui apporte pour la première fois l'énergie sur le marché de la zone réglementée. Toutes les unités de production situées dans la zone de contrôle sont donc des premiers vendeurs. Par conséquent, la source de production de l'électricité et les émissions associées sont connues. L'approche du premier vendeur est donc une approche basée sur les émissions directes. L'avantage principal d'une réglementation sur les centrales électriques relève de la facilité à déterminer les émissions de GES par MWh d'énergie produite. Ces calculs sont faits à partir des caractéristiques techniques d'exploitation de l'unité. L'approche « first seller » permet également de réglementer le contenu des émissions de GES de l'électricité importée. Concernant les importations, le premier vendeur est l'entité qui vend, pour la première fois, sur le territoire une énergie secondaire produite en dehors de l'Etat. Une procédure administrative attribue un taux d'émissions de GES par unité d'énergie importée dans la circonscription.

Dans le cas de la Californie, l'électricité importée représentait, en 2008, environ un tiers de l'électricité fournie au réseau et la moitié des émissions du secteur. Alors que le moyen le plus efficace de contrôler les rejets issus de la consommation d'électricité serait de réglementer directement les producteurs qui servent la Californie, la réglementation directe des installations hors-Etat est impossible. La Californie ne peut pas légiférer à l'extérieur de son territoire mais, elle a la possibilité d'affecter indirectement l'utilisation d'électricité importée. De manière générale, le CARB (California Air Resources Board<sup>5</sup>) attribue aux premiers libérateurs de l'énergie importée, un facteur d'émission par défaut, qui est censé représenter le facteur le plus susceptible d'être concomitant aux émissions associées à l'énergie générée hors de l'Etat (Bushnell et al., 2014; Wolak et al., 2007). Il est alors alloué un taux d'émissions de GES par MWh d'électricité importée pour l'ensemble des juridictions intégrées au sein de l'interconnexion de l'Ouest. Ce réseau englobe les provinces de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, la partie nord de la Basse-Californie, le Mexique, et tout ou partie des 14 États de l'Ouest. Ceci car la plupart du temps les importations d'électricité ne viennent pas directement d'un producteur défini ; les quantités d'électricité sont négociées plusieurs fois et il n'est pas possible d'avoir un suivi des achats des producteurs aux fournisseurs. A titre d'exemple, en Californie, le « Independent System Operator » (ISO), qui supervise la plupart des échanges sur le réseau de

l'Etat, gère environ 15 000 transactions horaires. Le suivi de ces opérations et leurs émissions associées est un projet titanesque, même dans le meilleur des cas. De plus, attribuer un taux exact et non moyen aux importations générerait un risque de contrats « shuffling ». Les grossistes hors d'Etat seraient incités à changer l'affectation des sources existantes avec des taux d'émissions relativement faibles pour servir la Californie tout en attribuant des facteurs d'émission élevés pour les régions non-réglées. Il y aurait la menace qu'un jeu comptable se mette en place et non une réduction effective des émissions au niveau global ; d'où la difficulté d'attribuer un facteur propre aux émissions provenant d'une électricité importée (Burtraw, 2008; Chen et al., 2011).

L'approche poursuivie par la Californie lui permet de contrôler l'électricité importée, qui est une source importante d'émissions. Cette approche fixe la charge de la régulation sur les centrales électriques tout en ayant la possibilité de capturer partiellement l'impact des émissions dues à la production hors de l'Etat. Compte tenu de l'ouverture du système de transmission, les tentatives de réglementer les sources seulement sur le territoire conduiraient probablement à plus de puissance importée, avec une augmentation associée des émissions hors de l'Etat. La volonté d'une comptabilité plus précise des émissions en Californie est engagée pour tenter d'éviter les fuites de carbone et limiter les problèmes de compétitivité.

---

<sup>5</sup> CARB (California Air Resources Board) est une agence gouvernementale qui conduit un programme de réglementation sur la qualité de l'air en Californie.



### **2.3 Porter la conformité sur les consommateurs (position chinoise)**

Pour être pleinement efficace, la tarification du carbone dans le secteur de l'électricité doit induire une décarbonisation du mix de production d'électricité ainsi qu'inciter les utilisateurs finaux à baisser la demande d'énergie. Cet objectif peut être atteint lorsque le coût de la contrainte carbone est répercuté sur les consommateurs. Ceci est possible si le secteur de l'électricité est déréglementé. Or l'économie chinoise a encore des éléments forts de contrôle de l'Etat, en particulier dans le secteur de l'énergie. Bien qu'un processus graduel de libéralisation soit en cours, la réglementation reste omniprésente, notamment dans la fixation des prix de l'énergie par la NDRC (National Development Reform Commission<sup>6</sup>). Il est alors impossible pour les centrales de transférer le prix du carbone sur les utilisateurs finaux qui, à leur tour, ne peuvent pas être correctement incités à réduire leur consommation (Jotzo and Löschel, 2014). De plus, le système de répartition du secteur de l'électricité en Chine est dominé par des contrats à long terme signés entre les producteurs et la société de réseau. Ces contrats ont été signés à des prix prédéterminés et fixes afin d'attirer davantage d'investissements et répondre à la demande d'électricité en raison de la croissance économique rapide. Cela a généré un investissement massif dans le secteur de l'électricité et a obligé la société de réseau de créer une répartition à « part égale ». Le « merit order »

ne fonctionne pas selon des règles de compétitivité-prix mais selon des quantités négociées à l'avance entre les pouvoirs publics et les centrales de production. Cette action est en contradiction avec le principe de la répartition économique car les unités de production les moins efficaces fonctionnent autant que les centrales les plus efficaces (Teng et al., 2014).

Le secteur de l'électricité représente 44% des émissions nationales de CO<sub>2</sub> en 2010 en Chine. L'intégration de l'électricité dans la tarification du carbone est donc essentielle. De plus, compte tenu de la durée de vie des centrales, une intégration précoce et efficace de l'électricité est nécessaire pour ne pas subir des effets de « lock-in ». En effet, si les coûts de carbone ne sont pas pris en compte dans le calcul de l'investissement, dès à présent, cela peut aboutir à un blocage pour les options de réduction des émissions à long terme. Théoriquement, deux scénarios sont possibles pour que la Chine développe un ETS efficace dans le secteur de l'électricité. Le premier scénario consiste à réformer le secteur de l'électricité par une libéralisation du prix et introduire un système de permis négociables, à l'instar de l'Union Européenne. Le second scénario repose sur une adaptation de l'ETS de manière à prendre en compte les obstacles de la réglementation chinoise.

L'option choisie fut de placer la responsabilité sur les utilisateurs finaux pour leurs émissions indirectes. La réglementation des prix de l'électricité étant gérée par la NDRC, les décideurs politiques locaux ne pouvaient influencer la fixation des prix de l'électricité. Les cinq villes et les deux provinces devaient donc concevoir un ETS en

---

<sup>6</sup> NDRC (National Development and Reform Commission) est un organisme d'Etat qui possède un vaste contrôle administratif et de planification sur l'économie chinoise.

adéquation avec la politique énergétique du gouvernement central. Il a été décidé de mettre en place une approche en aval pour couvrir les émissions indirectes. Cela permet d'allouer des quotas d'émission sans modification de la structure actuelle du marché dans le secteur de l'électricité. Le système repose sur la prise en compte des émissions de grands consommateurs dans le but de considérer une part importante de la consommation d'énergie globale tout en évitant l'inclusion des petits utilisateurs d'énergie dont il serait trop coûteux de rendre directement responsables (Quemin and Wang, 2014). Une autre raison qui explique pourquoi les grandes ETS pilotes comprennent les émissions indirectes de CO<sub>2</sub> vient du fait que la plupart de leur électricité est importée d'autres provinces qui ne possèdent pas de programme ETS. De plus, pour les villes comme Beijing et Shanghai, où le développement économique a tendance à être majoritairement généré par le secteur tertiaire, il y a un nombre limité d'industries à forte intensité énergétique. L'inclusion des utilisateurs finaux peut augmenter le nombre total de participants au marché du carbone et ainsi la liquidité du marché.

En définitive, les problèmes de mise en place d'un ETS aujourd'hui en Chine sont dus aux contraintes de prix de l'électricité et au système de dispatching des producteurs d'électricité. L'adaptation de l'ETS au secteur électrique peut être considérée comme une deuxième meilleure (« second best ») solution à court terme. Toutefois, cela permettra également d'augmenter le nombre de participants (en particulier, ceux du secteur tertiaire). L'inclusion des émissions indirectes de l'électricité a permis de relever les défis de

complémentarité et de cohésion entre la contrainte carbone et la tarification de l'électricité et du système de dispatching avec l'ETS (Teng et al., 2014).

Placer un cap d'émission sur les producteurs d'électricité en amont encourage la réduction de l'intensité de carbone. Cependant, il est clair que l'atteinte des objectifs de réductions nécessaires pour lutter contre le changement climatique, dépendra également de la baisse des consommations en aval. Il est essentiel de fournir aux grandes entreprises une plus grande motivation à engager des programmes d'efficacité énergétique. En outre, cette approche peut être utilisée pour étendre la couverture de l'ETS via l'inclusion des bâtiments commerciaux et publics ainsi que le secteur résidentiel, qui représentent une part importante de la demande en électricité. Cette approche inciterait davantage les réductions de consommation électrique en encourageant les utilisateurs à réduire leur consommation. En partant du principe que l'électricité la plus verte est celle qui n'est pas produite, mettre la charge sur les consommateurs peut sembler plus efficace que de porter la charge sur les producteurs d'électricité (Hobbs et al., 2010).

### **3 Quelles difficultés à la liaison des ETS sous l'hypothèse de modes de régulation différenciés**

La liaison des ETS est désormais à l'agenda de la politique publique de plusieurs pays. La différence de conception des systèmes va jouer un rôle important dans la viabilité de ces rapprochements. Une gestion différenciée des émissions de GES peut soulever des problèmes de double comptage dans la mesure où il existe des interconnexions entre les deux pays concernés. Le commerce transfrontalier de produits énergétiques secondaires peut générer des obstacles dans la compatibilité des systèmes. Pour illustrer, prenons l'exemple d'un pays A dont le point de conformité est fixé sur les producteurs et un pays B qui intègre les consommateurs d'électricité dans l'ETS. Si le pays A exporte de l'électricité vers le pays B alors les émissions seront comptabilisées à deux reprises : une première fois dans A au niveau des centrales et une seconde fois dans le pays importateur au niveau de la consommation. En pratique, il est essentiel de s'assurer que les émissions soient comptabilisées par le même procédé lors de la liaison pour éviter la double comptabilisation (Ellis and Tirpak, 2006 ; Haites, E., 2003). Et inversement, il est important de ne pas permettre, à certains rejets de GES, de ne pas être comptabilisés. Suivant notre exemple, si B exporte vers A alors le contenu carbone de cette électricité ne sera ni comptabilisé lors de la production (dans B), ni lors de la consommation (dans A). Au même titre que le double comptage, cet effet de

contournement de la réglementation ne doit pas être possible.

Dans la mise en place de régulations des émissions directes et indirectes, la superposition des réglementations est un risque. En effet, il peut se manifester des complications dans la coexistence de conceptions différentes entre les secteurs. Des grands consommateurs peuvent être à la fois responsable de leurs émissions liées à leur production et à leur consommation d'électricité. En d'autres termes, les mêmes entités sont susceptibles d'être sollicitées à deux reprises. Par exemple, le secteur de la cimenterie qui devrait répondre à la fois de ses émissions dues à sa production et celles liées à sa demande en électricité (Baron and Bygrave, 2002). La gestion différenciée (émissions directes et indirectes), au sein même d'un ETS, est susceptible de générer une pression réglementaire sur certaines entités.

Il semble également indispensable de soulever les difficultés auxquelles vont faire face les industriels. Pour les prochaines années, les entreprises doivent se préparer à un scénario avec de multiples systèmes de négociation, une complexité croissante des ETS et une incertitude réglementaire accrue (Jaffe and Stavins, 2008). Les gouvernements seront amenés à adapter leurs marchés pour répondre aux circonstances économiques et politiques découlant de la liaison des systèmes. Cette diversité des caractéristiques de conception des systèmes sera susceptible d'accroître les coûts de conformité pour les entreprises (Carbon trust, 2009).

En définitive, les différences entre les systèmes soulèvent des préoccupations dans la compatibilité des ETS. Des régimes avec des gestions d'émissions directes et indirectes peuvent être reliés à condition que :

- les allocations ne soient pas comptabilisées deux fois afin d'éviter une surestimation de la quantité réduite (German Emissions Trading Authority, 2013),

- il n'y ait pas de pression réglementaire sur un secteur,

- la capacité d'adaptation des entreprises soit optimale.

## Conclusion

---

Dans le cadre de la mise en place d'un système de permis d'émissions négociables englobant les émissions du secteur électrique, les approches fondées sur les émissions directes et indirectes sont deux conceptions alternatives pour un programme

de plafonnement et d'échange dans le secteur de l'électricité. Elles diffèrent dans leur capacité à comptabiliser les émissions sur le territoire, à inciter les réductions de consommation, à limiter les fuites de carbone etc... La régulation des rejets de gaz à effet de serre directement à la source peut prévaloir comme un moyen d'intégrer une part plus importante des émissions. Toutefois, l'organisation du marché de l'électricité et les capacités de pass-through étant intrinsèquement liées, ce mode de régulation peut s'avérer sous-optimal. Lorsque les prix de l'électricité ne sont pas entièrement déréglementés le surcoût de la politique environnementale ne peut se répercuter sur le consommateur ; ce qui limite son efficacité.

Enfin, il est constaté empiriquement que l'approche retenue entre émissions directes et indirectes dépend de l'organisation structurelle des marchés électriques.

# Bibliographie

---

- Ahamada, I., Kirat, D., 2011. L'impact de la contrainte carbone sur le secteur électrique. *Rev. Déconomie Polit.* 121, 259. doi:10.3917/redp.212.0259
- Baron, R., Bygrave, S., 2002. Towards international emissions trading: design implications for linkages (Information paper). OECD and International Energy Agency.
- Burtraw, D., 2008. Regulating CO<sub>2</sub> in electricity markets: sources or consumers? *Clim. Policy* 8, 588–606. doi:10.3763/cpol.2007.0499
- Bushnell, J., Chen, Y., Zaragoza-Watkins, M., 2014. Downstream regulation of CO<sub>2</sub> emissions in California's electricity sector. *Energy Policy* 64, 313–323. doi:10.1016/j.enpol.2013.08.065
- Carbon trust, 2009. Linking emission trading systems Prospects and issues for business. Carbon trust.
- Chen, Y., Liu, A.L., Hobbs, B.F., 2011. Economic and emissions implications of load-based, source-based, and first-seller emissions trading programs under California AB32. *Oper. Res.* 59, 696–712.
- Delarue, E.D., Ellerman, A.D., D'haeseleer, W.D., 2008. Short-term CO<sub>2</sub> abatement in the European power sector.
- Ellis, J., Tirpak, D., 2006. linking ghg emission trading systems and markets. OECD & IEA, Paris.
- Feijoo, F., Das, T.K., 2014. Design of Pareto optimal cap-and-trade policies for deregulated electricity networks. *Appl. Energy* 119, 371–383. doi:10.1016/j.apenergy.2014.01.019
- German Emissions Trading Authority, 2013. Linking Different Emissions Trading Systems – Current State and Future Perspectives. Deutsche Emissionshandelsstelle 19 p.
- Gillenwater, M., Breidenich, C., 2009. Internalizing carbon costs in electricity markets: Using certificates in a load-based emissions trading scheme. *Energy Policy* 37, 290–299.
- Haites, E., 2003. Harmonisation between National and International Tradeable Permit Schemes: CATEP Synthesis Paper (OECD global forum on sustainable development:Emissions trading). OECD, Paris.
- Hobbs, B.F., Bushnell, J., Wolak, F.A., 2010. Upstream vs. downstream CO<sub>2</sub> trading: A comparison for the electricity context. *Energy Policy* 38, 3632–3643. doi:10.1016/j.enpol.2010.02.040
- International Energy Agency, 2014. CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion, Statistics Publication. International Energy Agency.
- Jaffe, J., Stavins, R., 2008. Linkage of Tradable Permit Systems in International Climate Policy Architecture (Working paper No. w14432), Working Paper Series. National Bureau of Economic Research, Cambridge, MA.
- Jotzo, F., Löschel, A., 2014. Emissions trading in China: Emerging experiences and international lessons. *Energy Policy* 1–6. doi:10.1016/j.enpol.2014.09.019
- Keppler, J. H., Cruciani, M., 2010. Rents in the European power sector due to carbon trading. *Energy Policy*, Volume 38, Issue 8, Pages 4280-4290, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.03.057>.
- Kim, Y.-G., Lim, J.-S., 2014. An emissions trading scheme design for power industries facing price regulation. *Energy Policy* 75, 84–90. doi:10.1016/j.enpol.2014.07.011
- Michel, S., Nielsen, J., 2008. Popping the CO<sub>2</sub>RC: An Alternative Load-Based CO<sub>2</sub> Cap-and-Trade Instrument for the Electricity Sector. *Electr. J.* 21, 31–42. doi:10.1016/j.tej.2008.04.005
- Niemeier, D., Gould, G., Karner, A., Hixson, M., Bachmann, B., Okma, C., Lang, Z., Heres Del Valle, D., 2008. Rethinking downstream regulation: California's opportunity to

- engage households in reducing greenhouse gases. *Energy Policy* 36, 3436–3447. doi:10.1016/j.enpol.2008.04.024
- Quemin, S., Wang, W., 2014. Overview of climate change policies and development of emissions trading in China. *Chaire Économie Clim. cahier n° 30*, 74.
- Teng, F., Wang, X., Zhiqiang, L., 2014. Introducing the emissions trading system to China's electricity sector: Challenges and opportunities. *Energy Policy*. doi:10.1016/j.enpol.2014.08.010
- Unruh, G.C., 2000. Understanding carbon lock-in. *Energy Policy* 28, 817–830. doi:10.1016/S0301-4215(00)00070-7
- Unruh, G.C., Carrillo-Hermosilla, J., 2006. Globalizing carbon lock-in. *Energy Policy* 34, 1185–1197. doi:10.1016/j.enpol.2004.10.013
- Wolak, F.A., Bushnell, J., Hobbs, B., 2007. Opinion on “Load-Based and Source-Based Trading of Carbon Dioxide in California.” Mark. Surveill. Comm. Calif. ISO Folsom CA.