

## MOTS CLES

Prix-Plancher

Secteur Electrique

Emissions de CO<sub>2</sub>

EU ETS

## LES IMPACTS D'UN PRIX-PLANCHER DU CO<sub>2</sub> DANS LE SECTEUR ÉLECTRIQUE

Christian de Perthuis<sup>1</sup>, Boris Solier<sup>1</sup>, Raphaël Trotignon<sup>1</sup>

Dans l'attente d'une réforme plus profonde du système européen d'échange de quotas de CO<sub>2</sub>, les pouvoirs publics français envisagent d'introduire en 2017 un prix-plancher de l'ordre de 30 €/tCO<sub>2</sub> sur les émissions du secteur électrique. Prise unilatéralement en France, cette mesure pourrait être élargie aux partenaires qui soutiendraient la démarche.

Conduite à partir des modèles ZEPHYR-Elec et ZEPHYR-EU ETS, simulant les équilibres de court terme des marchés de l'électricité et du quota de CO<sub>2</sub>, cette étude vise à évaluer les impacts d'un tel prix-plancher de 30 €/tCO<sub>2</sub>, s'appliquant à partir de 2017.

En cas d'introduction unilatérale en France, le prix de l'électricité sur le marché de gros augmenterait de 2,6 à 3,4 €/MWh. L'utilisation des centrales thermiques françaises serait réduite au profit de centrales étrangères, la substitution du charbon par du gaz dans l'offre nationale restant limitée. Il en résulterait une baisse des émissions nationales comprises entre 3,5 et 9,7 MtCO<sub>2</sub>. A plafond de quotas de CO<sub>2</sub> inchangé dans le système européen, le recul des émissions du système électrique français provoquerait un léger affaiblissement du prix du quota et une augmentation des émissions des acteurs non touchés par le prix-plancher qui annulerait le bénéfice environnemental visé.

En cas d'introduction d'un prix-plancher européen, le prix de gros de l'électricité augmenterait d'environ 12 €/MWh. La production thermique nationale, devenue plus compétitive, augmenterait légèrement, limitant la baisse des émissions nationales. Au plan européen, la baisse des émissions pourrait atteindre 124 Mt par an ce qui ferait tomber le prix du quota à zéro. Le système de marché se transformerait en un dispositif de pseudo-taxe générant un bénéfice environnemental net de l'ordre de 50 Mt de CO<sub>2</sub> par an sur la période 2017-2020.

Dans les deux cas, pour qu'un prix-plancher appliqué au secteur électrique apporte les bénéfices environnementaux visés, son introduction doit s'accompagner de réformes en profondeur du dispositif européen de tarification du carbone, soit par introduction d'une gestion dynamique de l'offre de quotas CO<sub>2</sub>, soit par basculement vers un système de taxation.

1. Université Paris-Dauphine, Chaire Economie du Climat

## SOMMAIRE

<b>Synthèse</b>	<b>3</b>
<b>1. Les mécanismes économiques à l'œuvre</b>	<b>5</b>
1.1 Les enchaînements sur le marché de l'électricité.	5
1.2 Les enchaînements sur le marché du quota de CO <sub>2</sub>	6
<b>2. Les impacts sur le fonctionnement de la filière électrique</b>	<b>8</b>
2.1 Constat de départ : un prix du CO <sub>2</sub> trop bas pour déclencher la substitution charbon-gaz	8
2.2 De la substitution potentielle à la substitution effective : la modélisation utilisée	9
2.3 Impacts d'un prix-plancher de 30 €/tCO <sub>2</sub> introduit au plan national	9
2.4 Analyses de sensibilité	10
2.5 Impact de l'introduction d'un prix-plancher européen de 30 €/tCO <sub>2</sub>	12
<b>3. Les implications sur le fonctionnement du système européen d'échange de quotas de CO<sub>2</sub></b>	<b>13</b>
3.1 Construction du scénario de référence	13
3.2 Impacts de l'introduction d'un prix-plancher national	14
3.3 Impacts de l'introduction d'un prix-plancher européen	15
<b>4. Enseignements tirés de l'analyse d'impacts</b>	<b>16</b>
4.1 Utilité d'une évaluation complémentaire ex post	16
4.2 Implications pour la gestion du parc électrique : quel instrument pour quel objectif ?	17
4.3 Implications pour le prix du CO <sub>2</sub> : réformer le système européen des quotas ou passer à la taxe	17
<b>Références</b>	<b>19</b>
<b>Annexe 1 – Le modèle Zephyr-Elec</b>	<b>20</b>
<b>Annexe 2 – Analyse de sensibilité aux prix des énergies</b>	<b>22</b>
<b>Annexe 3 – Analyse de sensibilité au niveau du prix plancher</b>	<b>23</b>
<b>Annexe 4 – Scénario de sortie du charbon selon une mesure réglementaire</b>	<b>24</b>
<b>Annexe 5 – Le modèle ZEPHYR-EU ETS</b>	<b>25</b>

## SYNTHÈSE

On cherche à mesurer l'impact d'un mécanisme fiscal introduisant un prix-plancher du CO<sub>2</sub> de 30 €/t pour les émissions du secteur électrique. L'analyse est conduite à l'aide des modèles ZEPHYR-Elec et ZEPHYR-EU ETS, représentant l'équilibre de court terme des marchés de l'électricité et du quota de CO<sub>2</sub>. Les impacts sont mesurés en écart par rapport à une situation de référence.

### ✓ Cas d'un prix-plancher unilatéral du quota de CO<sub>2</sub>

L'introduction d'un prix-plancher de 30 €/tCO<sub>2</sub> renchérit les moyens thermiques nationaux et génère, à demande inchangée, une baisse de la production au profit des importations. Il en résulte :

- Une hausse de 2,6 à 3,4 € du prix du MWh sur le marché de gros en moyenne annuelle, reflétant l'augmentation du coût marginal de l'électricité offerte ;
- Une baisse des émissions nationales de 3,5 à 10 MtCO<sub>2</sub> suivant les hypothèses retenues sur les prix relatifs du charbon et du gaz, et un accroissement de celles liées aux importations de 3,7 à 6,2 MtCO<sub>2</sub> ;
- Une substitution limitée entre centrales à charbon et centrales à gaz nationales du fait des échanges transfrontaliers. Sous cet angle, un déclassement des centrales à charbon par voie réglementaire entraînerait moins de pertes de production nationale et un renchérissement plus modeste du MWh.

Fourchette des impacts d'un prix plancher unilatéral France sur le secteur électrique	
<b>Production d'électricité domestique</b>	-9,3 / -14,5 TWh
dont Charbon	-7,3 / 0 TWh
dont Gaz CCCG	-9,3 / -13,1 TWh
<b>Importations d'électricité</b>	+9,3 / +14,5 TWh
<b>Emissions totales</b>	-3,7 / +0,2 MtCO <sub>2</sub>
dont Domestiques	-3,5 / -9,7 MtCO <sub>2</sub>
dont Importées	+3,7 / +6,2 MtCO <sub>2</sub>
<b>Prix moyen de l'électricité</b>	+2,6 / +3,4 €/MWh

L'incidence de la mesure sur l'équilibre du marché européen des quotas sur la période 2017-2020 est de faible ampleur en raison du poids limité des émissions du secteur électrique national :

- Le prix d'équilibre du quota de CO<sub>2</sub> est réduit de 0,7 €/tCO<sub>2</sub> la première année et 0,2 la quatrième ;
- Les quotas libérés par le secteur électrique permettent une hausse des émissions du secteur non électrique qui annule le bénéfice environnemental visé ;
- Les revenus d'enchères revenant à la France diminuent de 77 M€ en cumul de 2017 à 2020 et la taxe rapporte 1 615 M€ sur la même période.

### ✓ **Cas d'un prix-plancher européen du quota de CO<sub>2</sub>**

L'introduction d'un prix-plancher européen de 30 €/tCO<sub>2</sub> améliore la compétitivité du secteur électrique français moins carboné ce qui réduit les importations au profit de la production. Il en résulte :

- Une hausse de 11,6 € du prix du MWh du fait du renchérissement de l'ensemble des moyens thermiques ;
- Une stagnation des émissions nationales (utilisation accrue des centrales au gaz et baisse modeste des centrales à charbon) et un recul des émissions liées aux importations ;
- Un très faible recul de l'utilisation des centrales à charbon car le MWh produit à partir du gaz étranger est moins compétitif que dans le cas d'un prix-plancher unilatéral.

En l'absence de modification du plafond européen sur les quotas, le mécanisme de marché se transforme en pseudo-taxe pesant sur la production électrique :

- Le secteur électrique européen réduit ses émissions de 124 MtCO<sub>2</sub> par an entre 2017 et 2020. Les quotas libérés ne sont que marginalement absorbés par la Réserve de stabilité (30 MtCO<sub>2</sub> par an) et le prix tombe à zéro. Le secteur industriel revient à sa situation contrefactuelle (sans prix du CO<sub>2</sub>) ;
- Le produit des enchères alloué à la France disparaît ; la taxe rapporte 705 M€/an ;
- Ce système de pseudo-taxe génère un bénéfice environnemental, sous forme d'une réduction nette des émissions de 50 MtCO<sub>2</sub>/an en Europe de 2017 à 2020.

### ✓ **Enseignements de la modélisation pour la tarification du CO<sub>2</sub>**

L'introduction d'un prix-plancher du quota pour le secteur électrique ne conduit pas spontanément à un renforcement du signal-prix du carbone en Europe. Pour que cela soit le cas, il faudrait soit réformer drastiquement la gouvernance du marché européen du quota de CO<sub>2</sub>, soit basculer vers un dispositif de taxation :

- Pour que le prix-plancher unilatéral génère un bénéfice environnemental, il faudrait que le plafond des quotas soit abaissé du montant des réductions d'émission du secteur électrique. Une telle réduction est impossible dans le cadre des règles actuelles. Elle le deviendrait si on donnait à l'autorité en charge du pilotage du marché le mandat d'ajuster le plafond des quotas en réaction aux mesures prises unilatéralement par les Etats membres. Un tel pilotage dynamique de l'offre de quotas est la clef de toute réforme de ce marché ;
- Pour pérenniser le bénéfice environnemental généré par le prix-plancher européen, il faudrait transformer le système de marché en un dispositif de taxe sur les émissions du secteur électrique. Une telle transformation apporterait de la simplicité et de la prévisibilité mais se heurte à des contraintes institutionnelles lourdes. Elle renvoie pourtant à un enseignement économique d'une grande trivialité : la voie la plus appropriée pour assurer la prévisibilité du signal-prix est celle de la taxe et non celle du marché.

Dans les deux cas de figure, il se poserait la question des modalités de l'inclusion de l'industrie dans ce nouveau système de tarification ou d'un éventuel dispositif *ad hoc*, sauf à accepter pour ce secteur un retour à la gratuité des émissions de CO<sub>2</sub> qui prévalait avant 2005.

## LES IMPACTS D'UN PRIX-PLANCHER DU CO<sub>2</sub> DANS LE SECTEUR ÉLECTRIQUE

Dans une étude publiée en novembre 2015, la Chaire Economie du Climat a procédé à une évaluation des impacts pouvant résulter de l'introduction d'un prix-plancher du CO<sub>2</sub> s'appliquant aux émissions de CO<sub>2</sub> du seul secteur électrique. Il n'avait alors pas été possible de quantifier les effets de la mesure sur les échanges transfrontaliers d'électricité. Cette note présente de nouvelles évaluations qui intègrent ces échanges.

Dans une première partie, la note rappelle les deux questions soulevées par l'introduction d'un prix-plancher sur les émissions du secteur électrique et présente la méthode retenue pour en évaluer les impacts. Nous procédons ensuite à l'évaluation détaillée de l'impact de la mesure sur le secteur électrique français. Dans un troisième temps, nous analysons ses répercussions potentielles sur le fonctionnement du système européen d'échange de quotas de CO<sub>2</sub>. Nous nous interrogeons enfin sur les enseignements à tirer de cet exercice de modélisation.

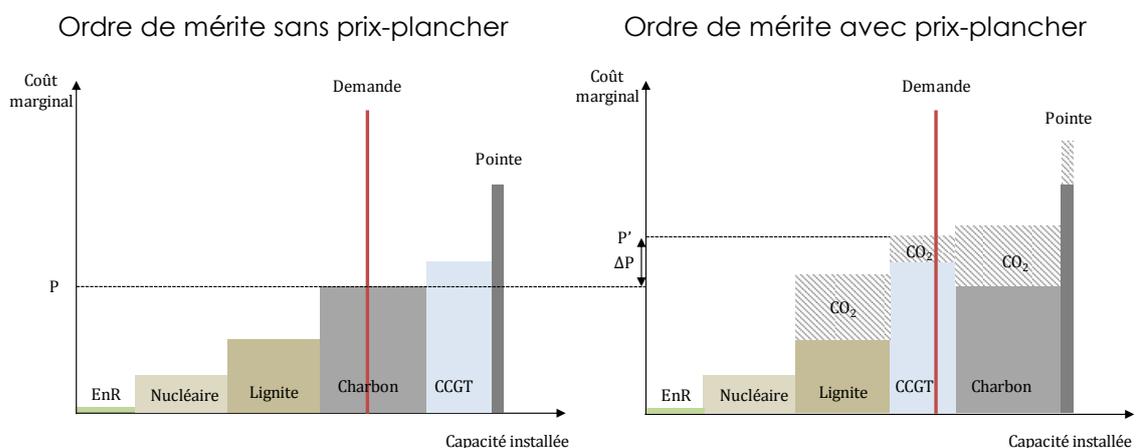
### 1. LES MÉCANISMES ÉCONOMIQUES À L'ŒUVRE

L'introduction d'un prix-plancher du CO<sub>2</sub> s'appliquant aux émissions du secteur électrique modifie les coûts relatifs des différents moyens de production ce qui conduit à un nouvel équilibre sur le marché de l'électricité. Dans ce nouvel équilibre, l'usage des moyens de production les plus émetteurs de CO<sub>2</sub> a été réduit, ce qui modifie par effet de retour les conditions d'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché du quota de CO<sub>2</sub>.

#### 1.1 Les enchainements sur le marché de l'électricité

L'équilibre à court terme du marché électrique doit ajuster en permanence les moyens de production disponibles à la demande qui fluctue en fonction de l'heure et de la saison. Pour un niveau de demande donné, ces moyens sont classés suivant leur coût variable croissant. L'équilibre est atteint au prix qui égalise le coût de la dernière centrale appelée. L'introduction d'un prix-plancher peut modifier l'ordre dans lequel les centrales sont appelées, comme le visualise le graphique suivant.

Figure 1 – Prix-plancher du carbone sur le marché de l'électricité : la mécanique économique



Source : Chaire Economie du Climat

L'introduction d'un prix-plancher du CO<sub>2</sub> renchérit le coût variable des centrales les plus émettrices. Il peut provoquer un changement de l'ordre dans lequel sont appelées les centrales.

A court terme, les coûts variables de production des technologies émettrices de CO<sub>2</sub> sont renchérissés par le prix-plancher ce qui modifie l'ordre d'appel des différentes centrales en fonction de leurs facteurs d'émission. Il en résulte un nouvel équilibre sur le marché électrique :

- Le prix du MWh offert par le système électrique national est augmenté par le renchérissement des techniques émettrices de CO<sub>2</sub> et le changement d'ordre d'appel des centrales en résultant. L'ampleur de cet effet-prix dépend des contraintes de capacité nationales et d'importation, variables suivant les courbes de charge horaires et saisonnières ;
- Si le prix-plancher ne s'applique qu'en France, le différentiel de prix entre l'électricité nationale et celle de nos partenaires européens provoque une augmentation des importations nettes d'électricité. L'ampleur de l'ajustement dépend des contraintes sur les interconnexions et de la disponibilité des moyens de production à l'étranger au moment où ils sont appelés ;
- Si le prix-plancher s'applique en Europe, le prix de l'électricité française augmente moins que dans les autres pays plus émetteurs. La production augmente du fait de la croissance des exportations nettes ce qui contrecarre la baisse des émissions nationales. La hausse du prix de l'électricité est nettement plus marquée, en raison du renchérissement simultané des moyens de production nationaux et étrangers.

Pour appréhender ces enchaînements, nous utilisons le modèle ZEPHYR-Elec, un développement spécifique ayant été effectué pour représenter les contraintes d'interconnexion avec l'étranger. Dans un premier temps, le modèle est calibré sur l'année 2015 en reproduisant *ex post* l'équilibre du marché électrique. Il simule ensuite l'intégration d'un prix-plancher de 30 €/tCO<sub>2</sub> en prenant en compte les enchaînements précédemment décrits, sans intégrer l'effet de retour sur la demande d'électricité, hypothèse justifiée à court terme. Le modèle calcule enfin pour chaque équilibre du marché électrique le volume des émissions de CO<sub>2</sub> qui a été réduit dans le secteur grâce au prix-plancher. La méthode permet ainsi de quantifier les impacts de la mesure en écart par rapport à la situation de référence de 2015.

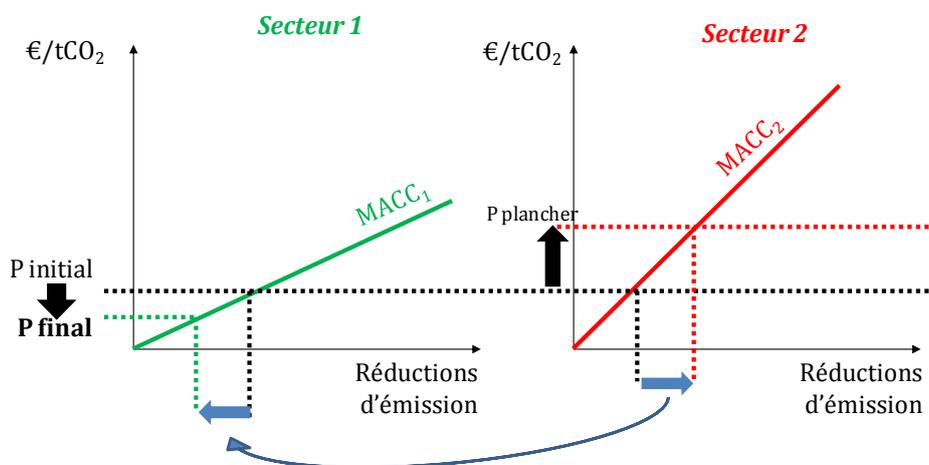
### *1.2 Les enchaînements sur le marché du quota de CO<sub>2</sub>*

L'équilibre sur le marché du quota de CO<sub>2</sub> se forme en croisant l'offre de quotas fixée *ex ante* par l'autorité publique (le plafond d'émissions) et la demande déterminée par le besoin de conformité des installations qui doivent restituer un nombre de quotas égal au volume de leurs émissions de CO<sub>2</sub>. Cette demande intègre un paramètre d'anticipation, les acteurs pouvant conserver des quotas non utilisés pour leur conformité future. Le prix d'équilibre du quota de CO<sub>2</sub> rentabilise toutes les réductions d'émission dont le coût unitaire est inférieur au prix du quota. Ces réductions peuvent être rangées par ordre de coûts croissants et stylisées par une courbe figurant les quantités d'émissions réduites à mesure que s'élève le prix du CO<sub>2</sub> (courbe du coût marginal d'abattement).

L'introduction d'un prix-plancher du CO<sub>2</sub> sur le secteur électrique incite les installations concernées à réduire leurs émissions à des coûts supérieurs au prix d'équilibre du quota de CO<sub>2</sub>. A niveau de plafond global inchangé, les installations électriques libèrent des quotas qui sont remis sur le marché. Il y a donc transfert des droits à émettre vers les installations non soumises au prix-plancher qui peuvent accroître leurs émissions (voir figure 2). Ceci peut conduire à deux types de situation :

- Si la quantité de quotas libérés par le secteur électrique soumis au prix-plancher est absorbée par les installations non concernées, le marché des quotas retrouve un nouvel équilibre, avec un prix de marché du CO<sub>2</sub> qui a baissé et un simple transfert d'émission entre secteurs à l'intérieur du plafond ;
- Si la demande des installations non concernées par le prix-plancher est insuffisante pour absorber les quotas libérés, le prix de marché du quota de CO<sub>2</sub> tombe à zéro et le système de marché devient de facto un système de pseudo-taxe pesant sur la production électrique. Dans ce cas, il y a un gain environnemental car la baisse des émissions provoquée par le prix-plancher est supérieure à la hausse des émissions des acteurs non concernés par la mesure.

Figure 2 – Prix-plancher unilatéral dans un marché de permis : la mécanique économique



Source : Chaire Economie du Climat

*Le prix-plancher déclenche des réductions supplémentaires dans le secteur 2 qui libère des quotas disponibles pour le secteur 1. La baisse du prix du quota sur le marché dépend des pentes respectives des courbes d'abattement (MACC). Si le prix du quota atteint zéro, le secteur 1 revient à sa situation contrefactuelle et le marché des quotas de CO<sub>2</sub> n'envoie plus de signal économique.*

Pour analyser ces enchainements, nous utilisons le modèle ZEPHYR-EU ETS qui représente la dynamique du système européen des quotas de CO<sub>2</sub>. Le modèle calcule année par année le prix du quota assurant l'équilibre entre l'offre et la demande de permis en supposant que tous les abattements réalisables en dessous du prix de marché sont effectués. Le solde excédentaire est reporté d'une année sur

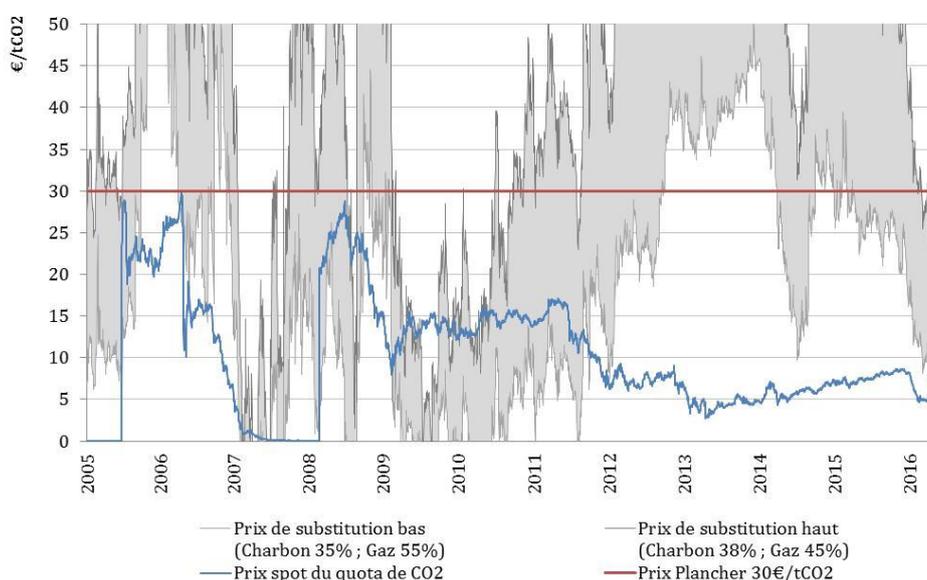
l'autre (« banking »). Un scénario de référence intégrant les règles européennes déjà adoptées au plan européen, notamment le décalage dans le calendrier des enchères (« backloading ») et l'introduction d'une Réserve de stabilité, est calculé à l'horizon 2020. On simule ensuite l'introduction d'un prix-plancher en 2017 en bloquant le prix du quota à 30 € pour les installations concernées. Le modèle calcule les nouveaux équilibres de marché s'ils existent. L'impact du prix-plancher est ainsi mesuré en écart relativement à un scénario de référence, sur la période 2017-2020.

## 2. LES IMPACTS SUR LE FONCTIONNEMENT DE LA FILIÈRE ÉLECTRIQUE

### 2.1 Constat de départ : un prix du CO<sub>2</sub> trop bas pour déclencher la substitution charbon-gaz

A court terme, l'introduction d'un prix du CO<sub>2</sub> peut fortement réduire les émissions du secteur électrique lorsqu'il renchérit suffisamment le coût variable de production du charbon, plus émetteur, relativement à celui du gaz. La substitution charbon-gaz devient rentable à partir d'un niveau de prix du CO<sub>2</sub>, appelé « prix de substitution », dépendant de trois facteurs : le prix du charbon, le prix du gaz et les rendements respectifs des centrales à charbon et à gaz. Le graphique ci-dessous montre que ce niveau a beaucoup fluctué dans le temps depuis le lancement de l'EU-ETS du fait des variations respectives des prix du gaz et du charbon. Depuis fin 2011, le prix du quota de CO<sub>2</sub> délivré par le marché des quotas est resté en dessous du prix de substitution, situation qui a conduit à accroître l'utilisation de centrales au charbon, parfois âgées, au détriment de celles au gaz, plus récentes et moins émettrices.

Figure 3 – Prix du quota de CO<sub>2</sub> déclenchant la substitution gaz-charbon



Source : Chaire Economie du Climat, à partir de données ICE Futures et Bluenext

Depuis fin 2011, le prix du quota sur le marché européen est trop bas pour déclencher la substitution charbon-gaz. Un prix de 30 €/t n'aurait permis de déclencher la substitution que sur une partie de la période, du fait de la forte baisse du prix du charbon relativement au gaz en 2012 et 2013.

## *2.2 De la substitution potentielle à la substitution effective : la modélisation utilisée*

Pour que la substitution s'enclenche dans la réalité, il faut réunir une seconde condition : les moyens de production plus faiblement émetteurs devenus potentiellement rentables doivent être disponibles pour répondre à la demande. Or, la disponibilité de ces moyens varie fortement à court terme, notamment suivant l'heure de la journée et la saison. De plus, le marché électrique national est lié à des marchés étrangers via des interconnexions qui peuvent être disponibles ou saturées.

Dans sa configuration actuelle, le modèle ZEPHYR-Elec représente le dispatching de l'électricité pour onze technologies de production en calculant heure par heure l'ordre d'appel de ces technologies minimisant le coût de la production et le prix du MWh assurant l'équilibre entre l'offre et la demande. Le modèle a été calibré sur l'année 2015, à partir des données rendues publiques par RTE, et permet de retrouver *ex post* les grandeurs principales du bilan électrique national.

Un développement spécifique a été ajouté pour traiter les échanges transfrontaliers. Les importations sont représentées par deux « frontières » par lesquelles sont importées l'électricité produite à partir du charbon (principalement importée d'Allemagne) et celle produite à partir du gaz naturel (principalement importée d'Italie). Ces deux « frontières » ont été calibrées sur la base des données du bilan RTE 2015 et interviennent dans l'équilibre offre-demande en se substituant aux moyens de production nationaux. Réciproquement, une frontière d'exportation est introduite et l'hypothèse retenue est qu'elle n'exporte que de l'électricité d'origine nucléaire en période de base.

Pour évaluer l'impact de l'introduction du prix-plancher du quota de CO<sub>2</sub>, on part de cet équilibre *ex post* représenté dans le modèle, puis on introduit un prix-plancher du CO<sub>2</sub> de 30 €/tCO<sub>2</sub>. Le modèle recalcule les 8 760 équilibres horaires permettant d'optimiser la fourniture d'électricité compte tenu des nouveaux coûts variables des moyens thermiques nationaux et importés et les nouveaux prix de l'électricité qui en résultent. On représente ainsi l'équilibre du marché électrique qui aurait été atteint avec un prix-plancher de 30 €/tCO<sub>2</sub>. Cette méthode permet donc d'évaluer l'impact de la mesure en écart relativement à l'année de référence 2015.

## *2.3 Impacts d'un prix-plancher de 30 €/tCO<sub>2</sub> introduit au plan national*

L'introduction du prix-plancher du quota de CO<sub>2</sub> réduit la compétitivité-prix des moyens de production français et accroît les importations. La baisse de production est de l'ordre des deux-tiers pour les centrales à charbon. Celle des centrales à gaz est légèrement plus forte, car les centrales à charbon nationales demeurent globalement plus compétitives compte tenu des prix relatifs.

Figure 4 – Impacts d'un prix-plancher unilatéral France à 30€/tCO<sub>2</sub>

	Scénario de référence	Prix plancher France	Variation absolue	Variation relative
<b>Production d'électricité domestique</b>	533,6 TWh	519,1 TWh	-14,5 TWh	-2,7 %
dont Charbon	8,6 TWh	3 TWh	-5,6 TWh	-65,5 %
dont Gaz CCG	12 TWh	3,1 TWh	-8,9 TWh	-74,2 %
<b>Importations d'électricité</b>	29,6 TWh	44,1 TWh	+14,5 TWh	+49 %
<b>Emissions totales</b>	36,3 MtCO <sub>2</sub>	33,5 MtCO <sub>2</sub>	-2,8 MtCO <sub>2</sub>	-7,8 %
dont Domestiques	13,4 MtCO <sub>2</sub>	4,8 MtCO <sub>2</sub>	-8,7 MtCO <sub>2</sub>	-65,5 %
dont Importées	22,9 MtCO <sub>2</sub>	28,7 MtCO <sub>2</sub>	+5,8 MtCO <sub>2</sub>	+25,4 %
<b>Prix moyen de l'électricité</b>	33,2 €/MWh	36,4 €/MWh	+3,2 €/MWh	+9,7 %
<i>Hypothèses de prix du CO<sub>2</sub> et de prix des énergies</i>				
<b>Prix moyen du CO<sub>2</sub> FR</b>	8 €/tCO <sub>2</sub>	30 €/tCO <sub>2</sub>	-	-
<b>Prix moyen du CO<sub>2</sub> EU</b>	8 €/tCO <sub>2</sub>	8 €/tCO <sub>2</sub>	-	-
<b>Prix moyen du Charbon</b>	51 €/t	51 €/t	-	-
<b>Prix moyen du Gaz Naturel</b>	20 €/MWhp	20 €/MWhp	-	-

Source : Chaire Economie du Climat

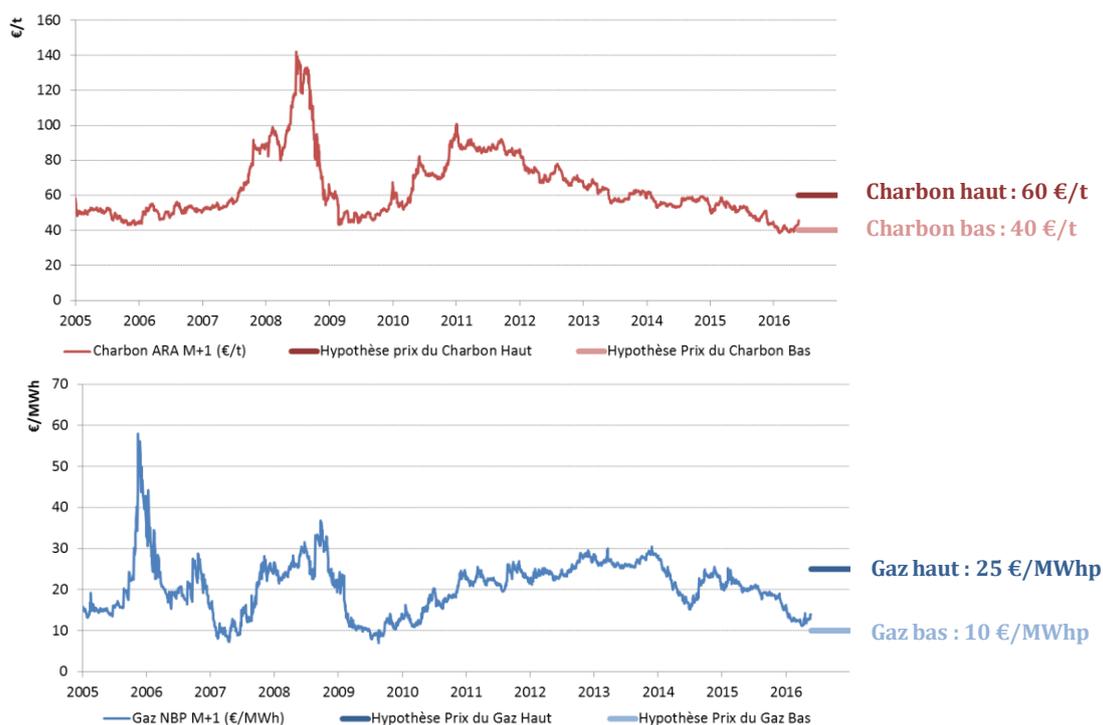
Il en résulte une baisse des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique national de l'ordre de 8,7 MtCO<sub>2</sub> et une augmentation des émissions liées aux importations de 5,8 MtCO<sub>2</sub>. Les émissions directes et indirectes du secteur électrique ne sont donc réduites que de 2,8 Mt CO<sub>2</sub>. Comme le montrent les analyses de sensibilité, pour réduire plus fortement les émissions du secteur national, il faut, dans le cadre de notre modélisation, soit relever plus fortement le prix du CO<sub>2</sub> soit faire une hypothèse de baisse du prix relatif du gaz par rapport au charbon.

L'impact de la mesure sur le prix de gros de l'électricité résulte du renchérissement des coûts des centrales marginales thermiques et des effets de substitution sur la centrale marginale appelée résultant du changement d'ordre du mérite. Il s'élève dans notre modélisation à 3,2 €/MWh, soit une hausse de l'ordre de 10 % relativement au prix de la situation de référence.

#### 2.4 Analyses de sensibilité

L'analyse précédente a été réalisée en écart relativement à la situation de référence de 2015. Son utilisation pour anticiper l'impact d'un prix-plancher en 2017 nécessite quelques précautions. Parmi les multiples paramètres susceptibles de changer les résultats, le plus important concerne l'évolution des prix relatifs. Les résultats obtenus sont en effet très sensibles aux variations des prix du charbon et du gaz et au niveau du prix-plancher introduit.

Figure 5 – Prix observés du charbon et du gaz en Europe, et scénarios retenus



Source : Chaire Economie du Climat, à partir de données ICE Futures

Depuis 2005, le prix de marché du gaz en Europe alterne périodes de hausse et de baisse. Moins volatile sur la période récente, celui du charbon s'inscrit sur une tendance baissière depuis fin 2010. Les variations du prix relatif entre les deux combustibles sont particulièrement difficiles à anticiper.

Pour éclairer la décision future, nous testons la sensibilité des résultats obtenus sur la situation de référence de 2015 à trois scénarios d'évolution des prix relatifs du charbon et du gaz :

- Scénario 1 : les prix des combustibles se stabilisent à leur moyenne observée sur les cinq premiers mois de 2016. Dans ce nouvel environnement, le prix-plancher du CO<sub>2</sub> provoque une substitution plus importante des centrales à charbon par celles au gaz. Les émissions nationales reculent de 9,7 Mt. Le prix du MWh n'augmente que de 2,6 € ;
- Scénario 2 : le prix du gaz remonte à 25 €/MWh quand celui du charbon se maintient au plancher de 40 €/t. Dans ce scénario, la baisse de la production est plus faible à la suite de l'introduction du prix-plancher du CO<sub>2</sub> car les centrales à charbon françaises restent compétitives relativement au gaz étranger. Les émissions reculent moins et le prix du MWh s'élève de 3,4 € ;
- Scénario 3 : le prix du gaz se stabilise au plancher de 10 €/MWh quand celui du charbon retrouve le niveau de 60 €/t. Dans ce cas de figure, le prix des combustibles provoque la substitution charbon-gaz avant l'introduction du prix-plancher du CO<sub>2</sub>. L'introduction du prix-plancher ne provoque dès lors qu'une substitution de centrales à gaz françaises par des centrales étrangères et la hausse du prix du MWh n'est plus que de 2,6 €/MWh.

Les résultats détaillés des analyses de sensibilité sont donnés en annexe. La démarche permet de fournir des fourchettes qui encadrent les résultats obtenus dans l'analyse de départ. Plus que les valeurs centrales, ce sont ces fourchettes (Figure 6) qui peuvent être utilisées pour guider la décision.

Figure 6 – Fourchette des impacts d'un prix-plancher unilatéral France à 30 €/tCO<sub>2</sub>

		Fourchette des impacts
<b>Production d'électricité domestique</b>		-9,3 / -14,5 TWh
	dont Charbon	-7,3 / 0 TWh
	dont Gaz CCG	-9,3 / -13,1 TWh
<b>Importations d'électricité</b>		+9,3 / +14,5 TWh
<b>Emissions totales</b>		-3,7 / +0,2 MtCO <sub>2</sub>
	dont Domestiques	-3,5 / -9,7 MtCO <sub>2</sub>
	dont Importées	+3,7 / +6,2 MtCO <sub>2</sub>
<b>Prix moyen de l'électricité</b>		+2,6 / +3,4 €/MWh

Source : Chaire Economie du Climat

Une seconde analyse de sensibilité a été conduite sur le niveau du prix-plancher (annexe 3). Elle révèle qu'à 20 €/t, l'impact de la mesure sur les émissions nationales est très faible. A contrario, l'introduction d'un prix-plancher de 56 €/t conduit à des résultats comparables à celui du scénario de remontée du prix du charbon relativement au gaz en matière de substitution des centrales à charbon par des centrales à gaz, mais avec un impact plus significatif sur le prix du MWh qui augmente de 5,9 €.

### 2.5 Impact de l'introduction d'un prix-plancher européen de 30 €/tCO<sub>2</sub>

Par rapport à la situation de référence, l'introduction d'un prix-plancher du quota de CO<sub>2</sub> au plan européen accroît la compétitivité-prix des moyens de production nationaux relativement à ceux des partenaires européens plus émetteurs de CO<sub>2</sub>. La production nationale augmente légèrement du fait de l'accroissement du taux d'utilisation des centrales à gaz de 14 % et d'un recul limité de l'utilisation des centrales à charbon.

Les émissions totales de CO<sub>2</sub> résultant de la production nationale augmentent marginalement en raison de la mobilisation des centrales à gaz, mais la baisse des importations entraîne une réduction de 2,6 Mt des émissions indirectes. Au total, les émissions liées au nouvel équilibre sur le marché électrique diminuent de 2,3 Mt, alors que celles du secteur électrique sur l'ensemble de l'Europe reculent de plus de 100 Mt.

Dans ce scénario, le prix de l'électricité augmente bien plus significativement car il y a renchérissement simultané des coûts variables de production associés aux moyens de production nationaux et étrangers.

Figure 7 – Impacts d'un prix-plancher EU à 30 €/tCO<sub>2</sub>

	Scénario de référence	Prix plancher EU	Variation absolue	Variation relative
<b>Production d'électricité domestique</b>	533,6 TWh	534,5 TWh	+0,8 TWh	+0,2 %
dont Charbon	8,6 TWh	7,6 TWh	-1 TWh	-11,2 %
dont Gaz CCG	12 TWh	13,8 TWh	+1,8 TWh	+14,9 %
<b>Importations d'électricité</b>	29,6 TWh	28,8 TWh	-0,8 TWh	-2,7 %
<b>Emissions totales</b>	36,3 MtCO <sub>2</sub>	35,1 MtCO <sub>2</sub>	-1,2 MtCO <sub>2</sub>	-0,1 %
dont Domestiques	13,4 MtCO <sub>2</sub>	13,2 MtCO <sub>2</sub>	-0,2 MtCO <sub>2</sub>	-1,6 %
dont Importées	22,9 MtCO <sub>2</sub>	21,9 MtCO <sub>2</sub>	-1 MtCO <sub>2</sub>	-4,3 %
<b>Prix moyen de l'électricité</b>	33,2 €/MWh	44,8 €/MWh	+11,6 €/MWh	+34,9 %
<i>Hypothèses de prix du CO<sub>2</sub> et de prix des énergies</i>				
<b>Prix moyen du CO<sub>2</sub></b>	8 €/tCO <sub>2</sub>	30 €/tCO <sub>2</sub>	-	-
<b>Prix moyen du Charbon</b>	51 €/t	51 €/t	-	-
<b>Prix moyen du Gaz Naturel</b>	20 €/MWhp	20 €/MWhp	-	-

Source : Chaire Economie du Climat

### 3. LES IMPLICATIONS SUR LE FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME EUROPÉEN D'ÉCHANGE DE QUOTAS DE CO<sub>2</sub>

L'évaluation est conduite à l'aide du modèle ZEPHYR-EU ETS qui simule le fonctionnement du système d'échange des quotas de CO<sub>2</sub> en Europe. Le scénario de référence décrit l'évolution anticipée de l'équilibre offre-demande de quotas d'ici 2020 en intégrant les décisions déjà prises en matière de calendrier des enchères et de Réserve de stabilité (MSR). On force ensuite le modèle en introduisant en 2017 un prix-plancher du quota, en France puis en Europe. Les impacts sont mesurés en écart par rapport au scénario de référence, sur la période 2017-2020.

#### 3.1 Construction du scénario de référence

Le modèle ZEPHYR-EU ETS décrit l'équilibre offre-demande de quotas dans le temps, en supposant que les installations couvertes réalisent toutes les réductions d'émission de CO<sub>2</sub> dont le coût est inférieur au prix du quota. A chaque période, il calcule le prix qui égalise l'offre et la demande de quotas en tenant compte des quotas mis en réserve (*banking*) qui sont reportés sur la période suivante.

Du côté de l'offre, le scénario de référence intègre les règles de réduction progressive du plafond de quotas distribués, le décalage du calendrier des enchères d'ici 2020 (« backloading ») et le démarrage de la Réserve de stabilité en 2019.

Du côté de la demande, il repose sur trois séries de paramètres :

- des hypothèses standard en matière de croissance économique et de prix de l'énergie (scénarios OCDE et AIE) ;
- des courbes de coût marginal d'abattement figurant les options de réduction d'émission dans le secteur électrique et les autres secteurs industriels pour différents niveaux de prix du CO<sub>2</sub> ;

- un paramètre déterminant le volume des quotas que les entreprises choisissent de conserver (« banking ») suivant leurs anticipations sur la contrainte future. Ce paramètre d'anticipation a été calibré de façon à reproduire les évolutions historiques du marché.

Le scénario de référence décrit une lente diminution du stock de quotas en circulation de 2016 à 2018 suivi d'une décreue plus marquée en 2019 et 2020 du fait des retraits opérés par la réserve de stabilité. Le prix du quota remonte lentement entre 2016 et 2018 (jusqu'à environ 8€/tCO<sub>2</sub>) en réaction à la baisse du plafond puis augmente fortement en 2019 et 2020 à environ 19 €/tCO<sub>2</sub> suite aux retraits de quotas de la MSR (environ 230 Mt/an). Dans ce scénario de référence, la MSR contient fin 2020 environ 1 400 Mt (dont 900 Mt issus du *backloading*).

### *3.2 Impacts de l'introduction d'un prix-plancher national*

L'introduction du prix-plancher dans le système électrique français incite les installations concernées à réduire leurs émissions à des coûts supérieurs au prix d'équilibre du quota. Il en résulte un accroissement de 11 MtCO<sub>2</sub> des réductions d'émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique européen entre 2017 et 2020. Les quotas libérés reviennent sur le marché en provoquant une baisse de 0,7 € du prix du quota la première année et de 0,2 € la quatrième année. Cette baisse génère une augmentation du même ordre de grandeur des émissions des installations non concernées par le prix-plancher ce qui annule le bénéfice environnemental visé. Le transfert est neutre pour la Réserve de stabilité.

La baisse du prix du quota réduit le produit des enchères alloué à l'Etat français de 77 M€ sur la période. Diminution très largement compensée par des recettes de l'ordre de 1 615 M€ de la taxe nationale compensant l'écart entre le prix de marché du quota et le prix-plancher visé.

Au total, la simulation montre des impacts assez marginaux sur le système d'échange de quotas de CO<sub>2</sub> du fait du caractère faiblement émetteur du système électrique français. Il en va tout autrement si la mesure est prise à plus large échelle en Europe.

Figure 8 – Impact sur l'EU ETS d'un prix plancher français à 30€/tCO<sub>2</sub> pour le secteur électrique

	Scénario de référence	Plancher FR à 30 €/tCO <sub>2</sub>	Variation absolue	Variation relative
<b>Prix du quota en 2017</b>	6,1 €/tCO <sub>2</sub>	5,4 €/tCO <sub>2</sub>	-0,7 €/tCO <sub>2</sub>	-11,5%
<b>Prix du quota en 2020</b>	19,5 €/tCO <sub>2</sub>	19,25 €/tCO <sub>2</sub>	-0,22 €/tCO <sub>2</sub>	-1,1%
<b>Emissions cumulées EU 2017-2020</b>	7 067 MtCO <sub>2</sub>	7 067 MtCO <sub>2</sub>	0 MtCO <sub>2</sub>	0%
Electricité EU	3 636 MtCO <sub>2</sub>	3 625 MtCO <sub>2</sub>	-11 MtCO <sub>2</sub>	-0,3%
Hors-électricité EU	3 431 MtCO <sub>2</sub>	3 442 MtCO <sub>2</sub>	+11 MtCO <sub>2</sub>	+0,3%
<b>Stock MSR en 2020</b>	1 377 MtCO <sub>2</sub>	1 377 MtCO <sub>2</sub>	0 MtCO <sub>2</sub>	+0%
<b>Produit des enchères FR Cumul 2017-2020</b>	2 117 M€	2 040 M€	-77 M€	-3,6%
<b>Produit des enchères EU Cumul 2017-2020</b>	49 235 M€	47 439 M€	- 1 796 M€	-3,6%
<b>Produit de la taxe diff. FR Cumul 2017-2020</b>		1 615 M€		

Source : Chaire Economie du Climat

### 3.3 Impacts de l'introduction d'un prix-plancher européen

L'introduction d'un prix-plancher de 30 €/tCO<sub>2</sub> au plan européen génère des réductions supplémentaires d'émission par le secteur électrique de 495 MtCO<sub>2</sub> (124 MtCO<sub>2</sub>/an) sur la période 2017-2020. Les quotas libérés reviennent sur le marché en provoquant une diminution du prix du quota qui incite les installations industrielles à accroître leurs émissions. Du fait des volumes libérés, ces entreprises reviennent à la situation contrefactuelle (sans prix du carbone) et le prix tombe à zéro.

Malgré l'introduction de la Réserve de stabilité qui accroît le stock de quotas retirés du marché de 60 Mt de CO<sub>2</sub>, le marché ne peut plus fonctionner. Il s'est transformé en un mécanisme de taxation pour le système électrique, ce dont témoigne la disparition du revenu des enchères qui est plus que compensée par le produit de la taxe : 94 milliards d'euros, soit pratiquement le double du produit des enchères anticipées dans le scénario de référence.

Contrairement au cas du prix-plancher national dont l'introduction est neutre pour les émissions européennes, ce système de pseudo-taxe génère sur la période des réductions supplémentaires d'émission de 203 MtCO<sub>2</sub> (51 MtCO<sub>2</sub>/an) dans l'Union Européenne.

Figure 9 – Impact sur l'EU ETS d'un prix-plancher européen à 30€/tCO<sub>2</sub> pour le secteur électrique

	Scénario de référence	Plancher EU à 30 €/tCO <sub>2</sub>	Variation absolue	Variation relative
<b>Prix du quota en 2017</b>	6,1 €/tCO <sub>2</sub>	0 €/tCO <sub>2</sub>	-6,1 €/tCO <sub>2</sub>	-100%
<b>Prix du quota en 2020</b>	19,5 €/tCO <sub>2</sub>	0 €/tCO <sub>2</sub>	-19,5 €/tCO <sub>2</sub>	-100%
<b>Emissions cumulées EU 2017-2020</b>	7 067 MtCO <sub>2</sub>	6 865 MtCO <sub>2</sub>	-203 MtCO <sub>2</sub>	-2,9%
Electricité EU	3 636 MtCO <sub>2</sub>	3 141 MtCO <sub>2</sub>	-495 MtCO <sub>2</sub>	-13,6%
Hors-électricité EU	3 431 MtCO <sub>2</sub>	3 723 MtCO <sub>2</sub>	+292 MtCO <sub>2</sub>	+8,5%
<b>Stock MSR en 2020</b>	1 377 MtCO <sub>2</sub>	1 438 MtCO <sub>2</sub>	+61 MtCO <sub>2</sub>	+4,4%
<b>Produit des enchères FR Cumul 2017-2020</b>	2 117 M€	0 M€	-2 117 M€	-100%
<b>Produit des enchères EU Cumul 2017-2020</b>	49 235 M€	0 M€	-49 235 M€	-100%
<b>Produit de la taxe diff. FR Cumul 2017-2020</b>		2 820 M€		
<b>Produit de la taxe diff. EU Cumul 2017-2020</b>		94 234 M€		

Source : Chaire Economie du Climat

Dans les deux cas, les calculs d'impact ont été réalisés à anticipations inchangées des acteurs sur le marché. Il ne fait aucun doute que ces anticipations seront modifiées en cas d'introduction d'un prix-plancher européen. Mais elles deviennent particulièrement difficiles à appréhender du fait de la complexité et de l'instabilité croissante des règles institutionnelles susceptibles de guider les décisions des acteurs opérant sur ce marché.

#### 4. ENSEIGNEMENTS TIRÉS DE L'ANALYSE D'IMPACTS

##### 4.1 Utilité d'une évaluation complémentaire ex post

Par construction, l'analyse d'impacts présentée repose sur les simplifications opérées pour la modélisation qui ne peut fournir qu'une représentation stylisée de la réalité. Elle repose également sur des hypothèses clés dont certains impacts ont été quantifiés grâce aux analyses de sensibilité.

Parmi ces hypothèses, il en est une qu'il convient de rappeler : la modélisation suppose que la mesure fiscale introduite change instantanément le signal-prix en supprimant toute incertitude sur le prix futur du quota de CO<sub>2</sub>. En conséquence, les compagnies électriques intègrent totalement cette référence dans leurs décisions de court terme. Le seul pays ayant expérimenté un mécanisme apparenté est le Royaume-Uni qui l'a introduit dans la Loi de Finances de 2011, pour une application à partir de 2013. L'observation révèle que le dispositif fiscal adopté ne permet pas de connaître à l'avance le prix-plancher qui ne peut être calculé que ex post.

Une première recommandation est donc de compléter les analyses d'impacts conduites *ex ante* par une évaluation *ex post* de l'expérience britannique, afin d'en tirer toutes les leçons.

#### *4.2 Implications pour la gestion du parc électrique : quel instrument pour quel objectif ?*

La justification de l'introduction d'un prix-plancher est le constat, incontestable, de l'insuffisance du prix des quotas de CO<sub>2</sub> pour inciter à basculer depuis des centrales à charbon vers des centrales à gaz généralement plus récentes et toujours moins émettrices.

L'étude d'impact montre que les premières substitutions résultant du prix-plancher du quota concernent les centrales fonctionnant au gaz et l'importation. Pour qu'une substitution charbon-gaz s'opère au plan national, il faut soit une configuration particulière des prix des combustibles, soit l'introduction d'un prix-plancher nettement plus élevé que 30 €/tCO<sub>2</sub>. Ceci conduit à s'interroger sur l'adéquation entre l'instrument utilisé et l'objectif visé.

- Si l'objectif est d'accélérer le retrait, déjà amorcé, des centrales françaises fonctionnant au charbon, une mesure réglementaire pourrait être envisagée. Une simulation complémentaire présentée en annexe indique que la suppression du parc national fonctionnant au charbon conduit à un nouvel équilibre du marché avec moins d'émission, plus de production nationale au gaz et un prix de l'électricité sur le marché de gros qui augmente moins qu'avec le prix-plancher ;
- Si l'objectif est l'adoption d'un prix-plancher du quota au plan européen, la mesure conduit à un équilibre très différent du marché électrique en cas d'atteinte de l'objectif. La production électrique nationale accroît sa compétitivité en Europe, ce qui dope les centrales à gaz et limite la baisse de celles fonctionnant au charbon. Dans ce contexte, les émissions électriques sur le territoire national ne baissent pas et le prix du MWh augmente fortement.

Dans les deux cas, il convient simultanément d'évaluer comment la mesure s'inscrit dans le contexte de la réforme du système européen d'échange de quotas de CO<sub>2</sub>.

#### *4.3 Implications pour le prix du CO<sub>2</sub> : réformer le système européen des quotas ou passer à la taxe*

L'introduction d'un prix-plancher du quota sur le secteur électrique provoque des enchaînements qui ne renforcent pas spontanément le fonctionnement du système européen des quotas de CO<sub>2</sub>. Pour porter tous ses fruits, elle devrait s'accompagner de modifications dans le système de tarification du CO<sub>2</sub> en Europe :

- L'introduction d'un prix-plancher unilatéral se traduit par un transfert de permis entre secteurs et un repli du prix du quota de CO<sub>2</sub> sans bénéfice environnemental commun. Pour qu'il en soit autrement, il faudrait que le plafond européen soit réduit du montant des réductions additionnelles

réalisées en réaction à l'introduction du prix-plancher. Une telle réduction est impossible dans le cadre institutionnel actuel. On est dans le cas de figure d'une absence de coordination entre une politique nationale unilatérale (le prix-plancher) et le système commun d'échange de quotas. Comme dans le cas des soutiens unilatéraux aux énergies renouvelables, cette absence de coordination mine l'efficacité du système des quotas. Une voie de résolution serait de confier à une autorité indépendante un mandat permettant d'ajuster le plafond des quotas en réponse aux mesures prises unilatéralement par les Etats membres, ou de donner la possibilité aux Etats membres de procéder au retrait des permis ;

- L'introduction d'un prix-plancher au plan européen conduirait à un mécanisme de pseudo-taxe sur les émissions de CO<sub>2</sub> du système électrique apportant un bénéfice environnemental commun, proportionné au taux de la taxe. Ce passage à la taxe est difficile à imaginer dans le cadre institutionnel actuel, notamment en raison de la règle d'unanimité requise pour la décision. Il renvoie pourtant à un enseignement économique d'une grande banalité : la voie la plus sûre pour assurer la prévisibilité du signal-prix est celle de la taxe et non celle du marché.

Pour atteindre les résultats attendus, l'introduction du prix-plancher devrait donc s'accompagner de la mise en place d'une gestion dynamique de l'offre de quotas, ou d'un basculement vers un dispositif de taxation des émissions de CO<sub>2</sub>.

## RÉFÉRENCES

- Bonfils, H. and Laurencin, C. (2016). Another national carbon measure. A carbon price floor in France. IHS Energy insight, June 2016.
- Bourbonnais, R. et Keppler, J. H. Estimation de l'élasticité prix de la demande électrique en France. CEEM Working paper 2013-6, Octobre 2013.
- Commission de régulation de l'énergie (CRE). (2015). Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO<sub>2</sub> et du gaz naturel. Rapport 2014-2015, Novembre 2015.
- Conseil économique pour le développement durable (CEDD). (2016). Instauration d'un prix-plancher du carbone pour le secteur électrique. Points de repères. Synthèse n°27, Juin 2016.
- De Perthuis, C. and Trotignon, R. (2014). Governance of CO<sub>2</sub> markets: Lessons from the EU ETS, Energy Policy, volume 75, pp. 100-106, December 2014.
- European Commission (2015). Report on the functioning of the European carbon market. COM(2015) 576 final, November 2015
- Grosjean, G., Acworth, W., Flachsland, C. and Marschinski, R. (2014). After Monetary Policy, Climate Policy: Is Delegation the Key to EU ETS Reform? MCC Working paper 1/2014, May 2014.
- Goulder, L. H. and Schein, A. R. (2013). Carbon taxes versus cap and trade: a critical review. Climate Change Economics, Volume 4, August 2013.
- Goulder, L.H. (2013). Markets for Pollution Allowances: What Are the (New) Lessons? Journal of Economic Perspectives 27(1), Winter 2013.
- Hansen, J-P. et Percebois, J. (2015). Energie : économie et politiques. De Boeck, seconde édition, 2015.
- Jouvet, P-A. and Solier, B. (2013). An overview of CO<sub>2</sub> cost pass-through to electricity prices in Europe. Energy Policy, volume 61, pp. 1370-1376, October 2013.
- Li, H., Maddala, G.S. et Trost, R. (1996). Estimation des élasticités de court et de long termes de la demande d'électricité sur données de panel à partir d'estimateurs à rétrécisseur. Economie & prévision, volume 126 (5), pp. 127-141, 1996.
- Réseau de transport de l'électricité (RTE) et Agence de l'environnement et de la maîtrise de la demande d'énergie (Ademe). (2016). Signal prix du CO<sub>2</sub>. Analyse de son impact sur le système électrique européen, Mars 2016.
- Réseau de transport de l'électricité (RTE). (2016). Bilan électrique 2015 et Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Edition 2015.
- Roques, F. and Le Thieis, Y. (2016). Impact assessment of the introduction of a CO<sub>2</sub> price floor in France and in Europe. Compass Lexecon, June 2016.
- Trotignon, R., Jouvet, P-A., Solier, B., Quemin, S. and Elbeze, J. (2015). European carbon market: lessons on the impact of a market stability reserve using the Zephyr model. Working Paper n°2015-11 de la Chaire Economie du Climat.
- Trotignon, R., Solier, B. et De Perthuis, C. (2015). Un prix-plancher du carbone pour le secteur électrique : quelles conséquences ?, Policy Brief n°2015-03 de la Chaire Economie du Climat, Novembre 2015.

## ANNEXE 1 – LE MODÈLE ZEPHYR-ELEC

Le modèle ZEPHYR-Elec est un modèle de simulation de l'équilibre offre-demande court terme du secteur électrique. Il a été développé dans sa version standard pour représenter quatre pays (France, Royaume-Uni, Allemagne et Pologne), totalisant plus de la moitié des capacités de production installées en Europe.

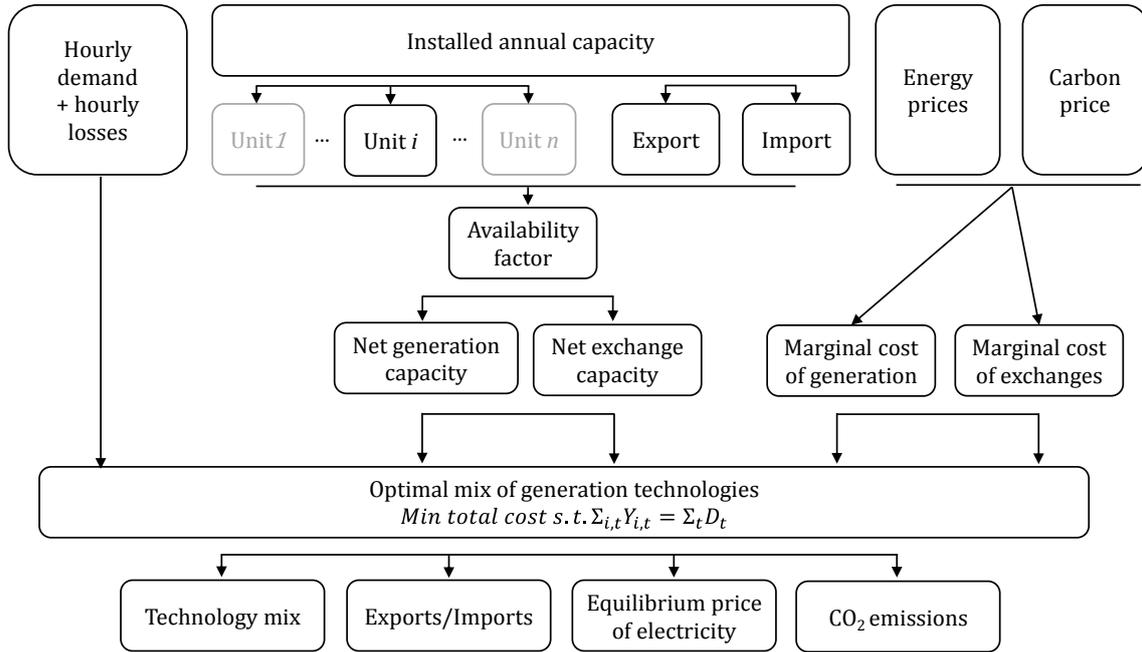
Le modèle détermine pour chacune des 8 760 heures de l'année la combinaison des moyens de production permettant de satisfaire au moindre coût la demande d'électricité, fixé de façon exogène, compte tenu des coûts marginaux de production et des capacités disponibles de production et d'interconnexion. Il détermine ensuite pour chaque heure le mix électrique, les volumes échangés, les émissions de CO<sub>2</sub> et le prix d'équilibre de l'électricité, qui correspond au coût de la dernière technologie appelée.

La représentation de l'offre d'électricité dans le modèle est basée sur une approche technologique dans laquelle les moyens de production sont considérés comme étant homogènes au sein d'un même groupe de production. A chaque technologie est affecté un coût marginal de production qui est déterminé, dans le cas des moyens de production thermiques, par le coût des intrants énergétiques nets d'efficacité thermique, augmenté du coût associé aux émissions nettes de CO<sub>2</sub>. Les technologies dites renouvelables, telles que le solaire ou l'éolien, ou l'hydraulique au fil de l'eau se voient affecter un coût marginal nul et sont par conséquent appelées de façon prioritaire dans le modèle. Un traitement spécifique a été apporté à l'hydraulique de barrage dont le recours dans le modèle est déterminé selon une valeur d'usage correspondant au coût de production de l'électricité thermique à laquelle elle se substitue.

Les échanges dans le modèle sont représentés au moyen de capacités d'interconnexion auxquelles sont affectés des coûts marginaux. Les importations sont représentées par deux types de « frontières », qui injectent de l'électricité dans le modèle lorsque les coûts marginaux de production sont proches de ceux du charbon et du gaz respectivement. La capacité d'exportation a été introduite sous la forme d'une troisième frontière qui vient accroître la production des moyens nationaux lorsque les coûts marginaux sont proches de ceux du nucléaire.

La demande dans le modèle est obtenue par la somme des puissances horaires appelées au cours des 8 760 heures de l'année, auxquelles sont ajoutées les pertes horaires liées au transport de l'électricité. Par ailleurs, afin de représenter uniquement la production d'électricité centralisée soumise à un prix du carbone, la production horaire des moyens de production décentralisée (essentiellement des centrales de cogénération à gaz ou au fioul) a été retirée de la demande. Ce traitement est à l'origine des écarts entre la production totale dans le modèle et la production observée, ainsi que des écarts avec le prix moyen de l'électricité.

Schéma de fonctionnement du modèle ZEPHYR-Elec



## ANNEXE 2 – ANALYSE DE SENSIBILITÉ AUX PRIX DES ÉNERGIES

Scénarios prix des énergies	Référence	Prix des énergies 2016	Gaz Haut - Charbon Bas	Gaz Bas - Charbon Haut
<i>Equilibres sans prix plancher</i>				
<b>Production d'électricité domestique</b>	533,6 TWh	533,6 TWh	533,6 TWh	533,8 TWh
dont Charbon	8,6 TWh	8,6 TWh	8,6 TWh	1,3 TWh
dont Gaz CCG	12 TWh	12 TWh	12 TWh	19,5 TWh
<b>Importations d'électricité</b>	29,6 TWh	29,6 TWh	29,6 TWh	29,4 TWh
<b>Emissions totales</b>	36,3 MtCO <sub>2</sub>	36,3 MtCO <sub>2</sub>	36,3 MtCO <sub>2</sub>	23,0 MtCO <sub>2</sub>
dont Domestiques	13,4 MtCO <sub>2</sub>	13,4 MtCO <sub>2</sub>	13,4 MtCO <sub>2</sub>	9,5 MtCO <sub>2</sub>
Dont Importées	22,9 MtCO <sub>2</sub>	22,9 MtCO <sub>2</sub>	22,9 MtCO <sub>2</sub>	13,6 MtCO <sub>2</sub>
<b>Prix moyen de l'électricité</b>	33,2 €/MWh	25,9 €/MWh	36,1 €/MWh	24,0 €/MWh
<i>Effets nets d'un prix plancher France de 30€/tCO<sub>2</sub></i>				
<b>Production d'électricité domestique</b>	-14,5 TWh	-14,8 TWh	-9,3 TWh	-13,1 TWh
dont Charbon	-5,6 TWh	-7,3 TWh	0 TWh	0 TWh
dont Gaz CCG	-8,9 TWh	-7,5 TWh	-9,3 TWh	-13,1 TWh
<b>Importations d'électricité</b>	+14,5 TWh	+14,8 TWh	+9,3 TWh	+13,1 TWh
<b>Emissions totales</b>	-2,8 MtCO <sub>2</sub>	-3,7 MtCO <sub>2</sub>	+0,2 MtCO <sub>2</sub>	+1,2 MtCO <sub>2</sub>
dont Domestiques	-8,7 MtCO <sub>2</sub>	-9,7 MtCO <sub>2</sub>	-3,5 MtCO <sub>2</sub>	-5,0 MtCO <sub>2</sub>
dont Importées	+5,8 MtCO <sub>2</sub>	+5,9 MtCO <sub>2</sub>	+3,7 MtCO <sub>2</sub>	+6,2 MtCO <sub>2</sub>
<b>Prix moyen de l'électricité</b>	+3,2 €/MWh	+2,6 €/MWh	+3,4 €/MWh	+2,6 €/MWh
<i>Hypothèses de prix des énergies</i>				
<b>Prix moyen du Charbon</b>	51 €/t	42 €/t	40 €/t	60 €/t
<b>Prix moyen du Gaz Naturel</b>	20 €/MWhp	13 €/MWhp	25 €/MWhp	10 €/MWhp

Note de lecture : Ce tableau présente les simulations de l'équilibre du secteur électrique et des impacts d'un prix plancher France à 30€/tCO<sub>2</sub> sous différents scénarios de prix du gaz et du charbon. Le scénario « Prix des énergies 2016 » correspond aux simulations réalisées en considérant la moyenne des prix journaliers du gaz et du charbon observés de début janvier à fin mai 2016. Deux scénarios additionnels ont été testés en considérant différentes combinaisons de prix du gaz et du charbon (voir Figure 5, section 2.4).

### ANNEXE 3 – ANALYSE DE SENSIBILITÉ AU NIVEAU DU PRIX PLANCHER

Scénarios prix plancher	Référence	Prix Plancher 20 €/tCO <sub>2</sub>	Prix Plancher 30 €/tCO <sub>2</sub>	Prix Plancher 56 €/tCO <sub>2</sub>
<b>Production d'électricité domestique</b>	533,6 TWh	524,1 TWh	519,1 TWh	518,8 TWh
dont Charbon	8,6 TWh	8,3 TWh	3,0 TWh	1,3 TWh
dont Gaz CCCG	12 TWh	2,7 TWh	3,1 TWh	4,5 TWh
<b>Importations d'électricité</b>	29,6 TWh	39,2 TWh	44,1 TWh	44,4 TWh
<b>Emissions totales</b>	36,3 MtCO <sub>2</sub>	36,4 MtCO <sub>2</sub>	33,5 MtCO <sub>2</sub>	32,6 MtCO <sub>2</sub>
dont Domestiques	13,4 MtCO <sub>2</sub>	9,6 MtCO <sub>2</sub>	4,8 MtCO <sub>2</sub>	3,7 MtCO <sub>2</sub>
Dont Importées	22,9 MtCO <sub>2</sub>	26,7 MtCO <sub>2</sub>	28,7 MtCO <sub>2</sub>	28,8 MtCO <sub>2</sub>
<b>Prix moyen de l'électricité</b>	33,2 €/MWh	35,2 €/MWh	36,4 €/MWh	39,1 €/MWh
<i>Effets d'un prix plancher France</i>				
<b>Production d'électricité domestique</b>	–	-9,5 TWh	-14,5 TWh	-14,8 TWh
dont Charbon	–	-0,3 TWh	-5,6 TWh	-7,3 TWh
dont Gaz CCCG	–	-9,3 TWh	-8,9 TWh	-7,5 TWh
<b>Importations d'électricité</b>	–	+9,6 TWh	+14,5 TWh	+14,8 TWh
<b>Emissions totales</b>	–	0 MtCO <sub>2</sub>	-2,8 MtCO <sub>2</sub>	-3,8 MtCO <sub>2</sub>
dont Domestiques	–	-3,8 MtCO <sub>2</sub>	-8,7 MtCO <sub>2</sub>	-9,7 MtCO <sub>2</sub>
dont Importées	–	+3,8 MtCO <sub>2</sub>	+5,8 MtCO <sub>2</sub>	+5,9 MtCO <sub>2</sub>
<b>Prix moyen de l'électricité</b>	–	+2 €/MWh	+3,2 €/MWh	+5,9 €/MWh
<i>Hypothèses de prix du CO<sub>2</sub> et de prix des énergies</i>				
<b>Prix moyen du CO<sub>2</sub> FR</b>	8 €/tCO <sub>2</sub>	20 €/tCO <sub>2</sub>	30 €/tCO <sub>2</sub>	56 €/tCO <sub>2</sub>
<b>Prix moyen du CO<sub>2</sub> EU</b>	8 €/tCO <sub>2</sub>	8 €/tCO <sub>2</sub>	8 €/tCO <sub>2</sub>	8 €/tCO <sub>2</sub>
<b>Prix moyen du Charbon</b>	51 €/t	51 €/t	51 €/t	51 €/t
<b>Prix moyen du Gaz Naturel</b>	20 €/MWhp	20 €/MWhp	20 €/MWhp	20 €/MWhp

Note de lecture : Ce tableau présente les simulations de l'équilibre du secteur électrique et des impacts d'un prix plancher France pour différents niveaux d'introduction, respectivement 20 €/tCO<sub>2</sub>, 30 €/tCO<sub>2</sub> et 56 €/tCO<sub>2</sub>.

#### ANNEXE 4 – SCÉNARIO DE SORTIE DU CHARBON SELON UNE MESURE RÉGLEMENTAIRE

Scénarios	Référence	Prix Plancher France	Mesure réglementaire
<b>Production d'électricité domestique</b>	533.6 TWh	519.1 TWh	527.9 TWh
dont Charbon	8.6 TWh	3.0 TWh	0 TWh
dont Gaz CCCG	12 TWh	3.1 TWh	14.9 TWh
<b>Importations d'électricité</b>	29.6 TWh	44.1 TWh	35.3 TWh
<b>Emissions totales</b>	36.3 MtCO <sub>2</sub>	33.5 MtCO <sub>2</sub>	31.7 MtCO <sub>2</sub>
dont Domestiques	13.4 MtCO <sub>2</sub>	4.8 MtCO <sub>2</sub>	6.5 MtCO <sub>2</sub>
Dont Importées	22.9 MtCO <sub>2</sub>	28.7 MtCO <sub>2</sub>	25.2 MtCO <sub>2</sub>
<b>Prix moyen de l'électricité</b>	33.2 €/MWh	36.4 €/MWh	34.7 €/MWh
<i>Effets sur les équilibres</i>			
<b>Production d'électricité domestique</b>	–	-14.5 TWh	-5.7 TWh
dont Charbon	–	-5.6 TWh	-8.6 TWh
dont Gaz CCCG	–	-8.9 TWh	+2.9 TWh
<b>Importations d'électricité</b>	–	+14.5 TWh	+5.7 TWh
<b>Emissions totales</b>	–	-2.8 MtCO <sub>2</sub>	-4.6 MtCO <sub>2</sub>
dont Domestiques	–	-8.7 MtCO <sub>2</sub>	-6.9 MtCO <sub>2</sub>
dont Importées	–	+5.8 MtCO <sub>2</sub>	+2.3 MtCO <sub>2</sub>
<b>Prix moyen de l'électricité</b>	–	+3.2 €/MWh	+1.5 €/MWh
<i>Hypothèses de prix du CO<sub>2</sub> et de prix des énergies</i>			
<b>Prix moyen du CO<sub>2</sub> FR</b>	8 €/tCO <sub>2</sub>	30 €/tCO <sub>2</sub>	8 €/tCO <sub>2</sub>
<b>Prix moyen du CO<sub>2</sub> EU</b>	8 €/tCO <sub>2</sub>	8 €/tCO <sub>2</sub>	8 €/tCO <sub>2</sub>
<b>Prix moyen du Charbon</b>	51 €/t	51 €/t	51 €/t
<b>Prix moyen du Gaz Naturel</b>	20 €/MWhp	20 €/MWhp	20 €/MWhp

Note de lecture : Ce tableau présente les simulations de l'équilibre du secteur électrique résultant de l'adoption par les pouvoirs publics d'une mesure réglementaire consistant à déclasser les centrales à charbon françaises. Cela revient dans le modèle à associer une capacité de production nulle aux centrales à charbon et à comparer, à calibration inchangée, les résultats à ceux du scénario de référence.

## ANNEXE 5 – LE MODÈLE ZEPHYR-EU ETS

Le modèle ZEPHYR-EU ETS est un modèle de simulation de l'équilibre offre-demande annuel de quotas de CO<sub>2</sub>. Il a été calé sur la période 2005 à 2014 et permet de projeter cet équilibre sur la période 2015 à 2020.

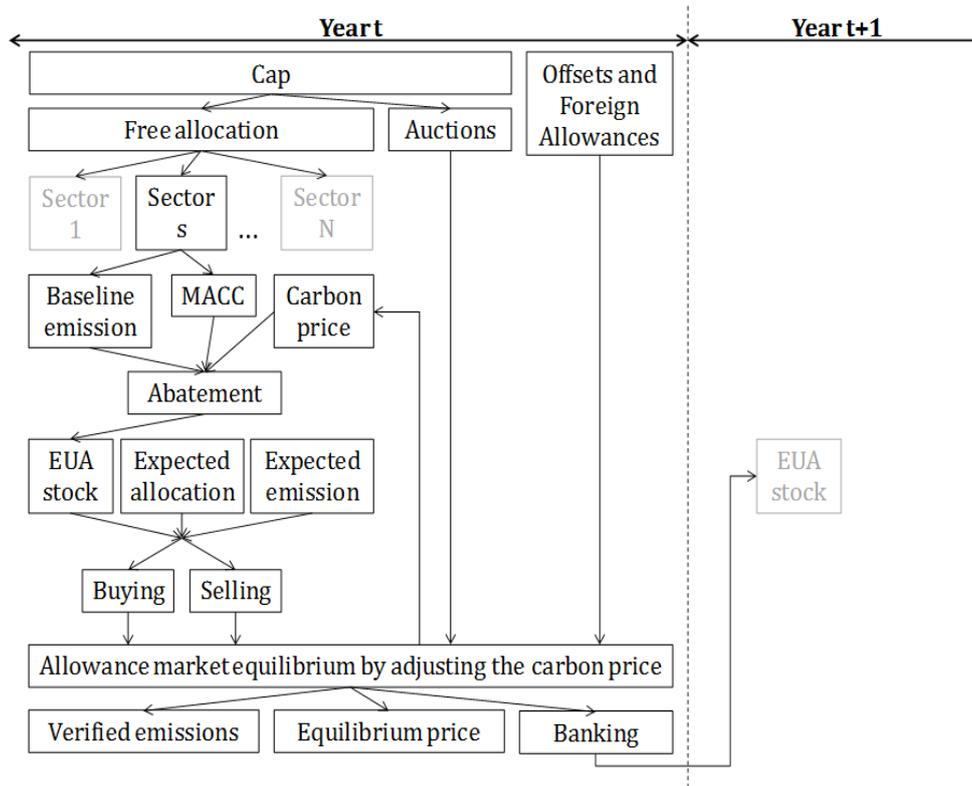
Dix secteurs y sont représentés : Production d'électricité (avec distinction nationale pour la France, l'Allemagne, le Royaume-Uni et la Pologne), Autres combustions, Raffineries, Fer et acier, Ciment, et Autres industries. Ces secteurs sont caractérisés par une croissance *baseline* des émissions (telles qu'elles seraient en l'absence de prix du carbone) liée à un scénario de croissance du PIB, et par une courbe de coût d'abattement marginal (MACC) qui décrit la relation entre le prix du carbone sur le marché et les émissions du secteur considéré. Les secteurs ont accès à des allocations gratuites et enchères qui sont représentées et projetées en fonction des objectifs de réduction globaux (diminution progressive du plafond de quotas).

Le modèle intègre également une représentation des anticipations : chaque secteur anticipe sa position future et prend en compte cette information dans son comportement de conformité. Plusieurs scénarios peuvent être testés via un paramètre d'anticipation exogène. Les acteurs peuvent ainsi chaque année vendre ou acheter des quotas en fonction de leur position actuelle et anticipée sur le marché (voir schéma de fonctionnement ci-dessous).

A chaque instant les émissions des différents secteurs sont déterminées à l'intersection entre la courbe d'abattement marginal et le prix du carbone. Le modèle considère ainsi que les acteurs réagissent instantanément au coût d'opportunité associé au prix du carbone en réduisant toutes les émissions dont le coût est inférieur à ce prix.

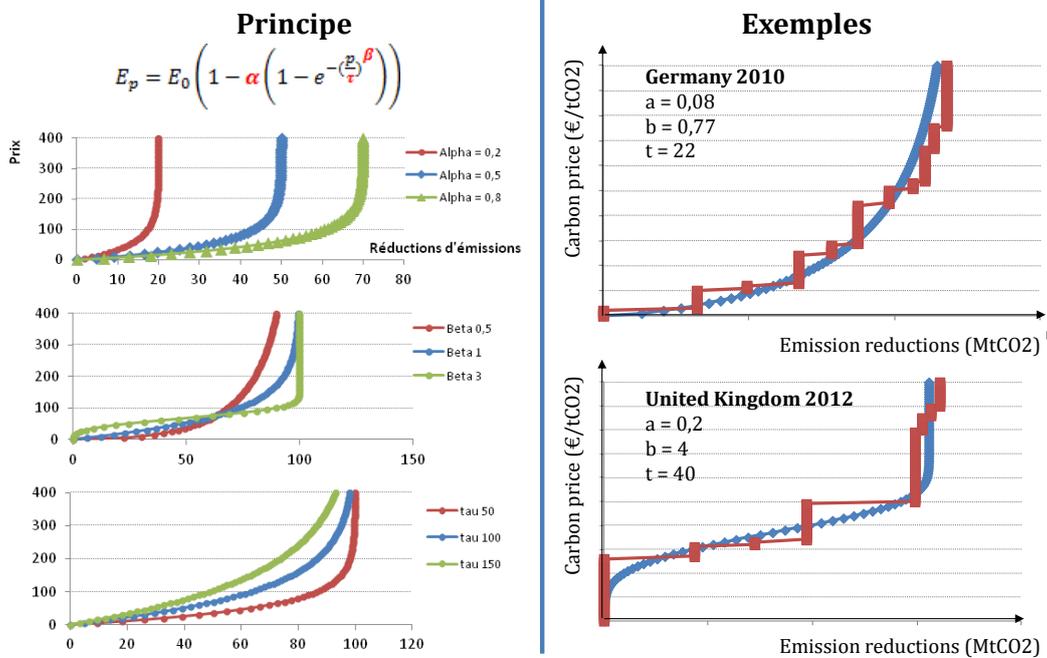
Chaque année, le modèle calcule le plus petit prix du carbone permettant de satisfaire un équilibre entre l'offre et la demande de quotas, en tenant compte des quotas mis en réserve (*banking*) qui sont reportés sur la période suivante.

Schéma de fonctionnement du modèle ZEPHYR-EU ETS



Source : Chaire Economie du Climat

La représentation des coûts d'abattement marginaux dans ZEPHYR-EU ETS



Source : Chaire Economie du Climat



## ***DERNIERES PARUTIONS***

- |   |             |
|---|-------------|
| <b>L'utilisation du produit de la taxation du carbone</b><br>Jean-René BRUNETIERE   | <b>n°45</b> |
| <b>L'Accord de paris sur le climat : la négociation peut commencer !</b><br>Christian de PERTHUIS   | <b>n°44</b> |
| <b>Modélisation du prix du CO<sub>2</sub> des actions de rénovations énergétiques dans le bâtiment résidentiel en France métropolitaine</b><br>Asma REMKI | <b>n°43</b> |
| <b>Electricité renouvelable, sécurité d'approvisionnement et marché de capacité</b><br>Tiphanie FONTAINE  | <b>n°42</b> |
| <b>Vers une mobilité bas-carbone :<br/>Transfert modal ou transfert technologique ?</b><br>Lesly CASSIN   | <b>n°41</b> |
| <b>Energie nette et EROI (energy-return-on-investment) : une autre approche de la transition énergétique</b><br>Victor COURT                              | <b>n°40</b> |

---

**Nos publications sont disponibles sur le site [chaireeconomieduclimat.org](http://chaireeconomieduclimat.org)**

Directeur des publications Information et Débats : Marc BAUDRY

Les opinions exposées ici n'engagent que les auteurs. Ceux-ci assument la responsabilité de toute erreur ou omission

La Chaire Economie du Climat est une initiative de la Caisse des Dépôts, de Total et de l'Université Paris-Dauphine sous l'égide de la Fondation Institut Europlace de Finance

[contact@chaireeconomieduclimat.org](mailto:contact@chaireeconomieduclimat.org)