

## **Monographie n°9 sur les émissions de gaz à effet de serre et les mécanismes de valorisation du carbone**

**Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie**

Mai 2018

## Synthèse

En 2016, les émissions de GES mondiales s'élèvent à ~50 milliards de tonnes équivalent CO<sub>2</sub> (Gt CO<sub>2e</sub>/an) dont ~32 Gt de CO<sub>2</sub> liées à la combustion d'énergies fossiles. Parmi ces volumes, 56% sont générés par 5 pays seulement, qui sont, dans l'ordre du plus émetteur au moins émetteur : la Chine, les Etats-Unis, l'Inde, la Russie et le Japon ; la combustion de charbon représente 45% des émissions ; la production d'électricité ou de chaleur représente ~42% des émissions totales, suivie par les émissions liées au transport (24%) puis à l'industrie (~19%).

Le niveau d'émissions de CO<sub>2</sub> par les secteurs de l'énergie et de l'industrie a stagné entre 2014 et 2016, après avoir augmenté de ~20% (de 30 à 36 GtCO<sub>2</sub>/an) entre 2005 et 2014, mais est reparti à la hausse en 2017. Il est estimé que les émissions de CO<sub>2</sub> par les secteurs de l'énergie et de l'industrie ont augmenté de ~2% en 2017 par rapport à 2016, atteignant ~36,8 GtCO<sub>2</sub>.

Dans le cadre des Accords de Paris de décembre 2015 sur le changement climatique, l'ensemble des pays du monde (à l'exception des Etats-Unis qui ont annoncé en juin 2017 leur retrait, qui sera effectif en 2020), ont pris des engagements à long terme sur leurs émissions de CO<sub>2</sub> afin de limiter le réchauffement climatique.

Dans ce contexte, le World Energy Outlook de l'AIE paru en novembre 2017 analyse les trajectoires possibles des émissions de CO<sub>2</sub> jusqu'à 2040. Le scénario central de l'AIE est la trajectoire « *New Policies* », reflétant la tenue des engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris, sans effort supplémentaire d'ici à 2040. Dans ce scénario, les émissions de CO<sub>2</sub> mondiales connaissent une croissance limitée (+0,5%/an soit +12% entre 2016 et 2040), avec une stabilité des niveaux d'émissions liés à l'énergie en Chine et une baisse dans les pays matures. L'AIE présente également la trajectoire « *sustainable development* » qui permet d'atteindre l'objectif mondial de limitation à 2 degrés °C de la hausse de la température. C'est le seul scénario qui fait apparaître une baisse des émissions de CO<sub>2</sub> à horizon 2040, de ~44% par rapport à 2016 (soit -2,4 %/an) pour le secteur énergétique. Les analyses de l'AIE montrent que ce scénario est crédible et permet d'atteindre non seulement les objectifs climatiques, mais aussi les objectifs de développements humains de l'ONU (*Sustainable Development Goals* SDG) concernant la santé et l'accès à l'énergie. La baisse de la consommation de charbon et de pétrole réduirait les émissions de polluants nocifs pour la santé humaine. La diminution du coût des énergies renouvelables et du stockage permettrait leur fort développement avec un impact limité sur le coût de l'énergie et sur la possibilité pour les populations qui en sont aujourd'hui dépourvues d'accéder à l'électricité. Il apparaît donc que les conditions sont aujourd'hui beaucoup plus favorables qu'il y a quelques années à un tel scénario optimiste, qui pouvait sembler irréaliste il y a encore 3 ans.

Afin d'atteindre ces objectifs mondiaux de limitation du changement climatique, un des principaux leviers utilisés par certains pays ou certaines régions consiste à donner une valeur au carbone émis et ainsi faire payer les émetteurs afin d'internaliser le coût de cette externalité dans l'activité économique. Ces mécanismes sont principalement de deux types : des **mécanismes fiscaux** (taxation dépendant du contenu carbone) fixant directement de manière administrée un prix du carbone, ou des **mécanismes de quotas**, fixant des volumes d'émissions maximum et laissant les acteurs remplir leurs obligations au meilleur prix.

En 2017, à l'échelle mondiale, 46 systèmes sont déjà en place ou en cours d'implémentation pour faire « payer le carbone », principalement des taxes carbone (23 mécanismes) ou ETS<sup>1</sup> (23 mécanismes). La plupart des mécanismes sont mis en œuvre à l'échelle d'un Etat ou d'une région (au sens d'un regroupement d'Etats). Les mécanismes de *pricing* du carbone couvrent actuellement ~8Gt de CO<sub>2e</sub> soit ~16% des émissions mondiales de GES. La mise en œuvre du système ETS en Chine début 2018 devrait porter à 12 GtCO<sub>2e</sub> (soit 23% des émissions mondiales) le volume d'émissions couvertes. L'éventail des prix du carbone observés dans le monde va de quelques euros la tonne (1,5 €) de CO<sub>2e</sub> au Mexique (les subventions aux énergies fossiles dans certains pays en développement traduisent même des prix négatifs) à plus de 100 €/tCO<sub>2e</sub> en Suède.

Les tendances observables et attendues vis-à-vis de la mise en place de mécanismes de valorisation du carbone sur les années à venir sont les suivantes :

- **La création de nouveaux mécanismes nationaux ou régionaux dans des pays/régions n'en disposant pas encore**, notamment au Canada, Chine, Vietnam, Singapour. Cependant, afin d'atteindre les objectifs fixés par l'Accord de Paris, les initiatives de développement de systèmes de *carbon pricing* doivent s'accélérer car les nouveaux mécanismes attendus restent limités en nombre et en couverture des émissions qu'ils représentent.
- **Une évolution des mécanismes existants** principalement de deux sortes :
  - des **évolutions réglementaires et « ajustements » visant à améliorer l'efficacité en termes de réduction des émissions, généralement en augmentant le prix du carbone**. A titre d'exemple, le ministère de la Transition Ecologique en France prévoit une augmentation de 8,5 € par an de la taxe carbone jusqu'en 2020 suivi d'un objectif 2030 récemment revalorisé de 100 à 140 € ; en Suisse, la taxe sur le CO<sub>2</sub> va subir une augmentation ponctuelle de plus de 10 euros (de 72 à 82 €/tCO<sub>2e</sub>) en 2018 ; le programme de « *carbon pricing* » canadien se fonde sur une augmentation progressive afin d'atteindre 34 €/tCO<sub>2e</sub> en 2022 et la Suède a annoncé une augmentation de +2%/an et la fin du régime préférentiel pour les industriels afin d'atteindre la neutralité carbone en 2045<sup>2</sup>
  - Un **regroupement de certains systèmes ETS**. A l'heure actuelle, les initiatives de rapprochement ou fusion des systèmes se multiplient : entre le système Européen et Suisse, entre la Californie, l'Ontario et Québec, ou au niveau de la *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI), et enfin, la Chine, le Japon et la Corée du Sud explorent les opportunités de coopération sur le prix du carbone en zone Pacifique

Concernant les 2 principaux pays émetteurs (Chine et USA), si la Chine met en place début 2018 un mécanisme ETS à l'échelle nationale couvrant ~1/4 de ses émissions, la situation aux Etats-Unis est plus complexe. Face à l'absence de politique sur le changement climatique au niveau fédéral, le sujet est pris en main par certains Etats qui choisissent de réguler à l'échelle de leur territoire les émissions de GES notamment par le biais de systèmes d'échange de quotas (ex : Regional Greenhouse Gas Initiative<sup>3</sup>, Californie).

L'analyse des mécanismes existants montre que les mécanismes de taxes bien conçus dans des pays isolés sont efficaces et semblent-ils sans effets pervers, comme au Royaume-Uni et en Suède par exemple. La conclusion est que les politiques de valorisation du CO<sub>2</sub> sont efficaces, qu'ils s'agissent de quotas ou de taxes, mais qu'elles doivent être bien conçues et que les questions de coordination internationale sont fondamentales. La solution idéale semble aujourd'hui être un prix du CO<sub>2</sub> à l'échelle

<sup>1</sup> Emission trading schemes : systèmes d'échanges de quotas d'émissions de GES

<sup>2</sup> Ministère suédois de l'environnement – 2017 – « Report for Sweden on assessment of projected progress » p.11

<sup>3</sup> 9 Etats : Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island, et Vermont

mondiale ou tout au moins des principales zones d'activité économique. L'annonce de la Chine d'un mécanisme national pour début 2018 est à cet égard une bonne nouvelle.

<b>SYNTHESE.....</b>	<b>2</b>
<b>I. LES EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DANS LE MONDE (NIVEAU ACTUEL ET PERSPECTIVES) – PERSPECTIVES QUANT AUX OBJECTIFS DE REDUCTION DES EMISSIONS A L’ECHELLE MONDIALE .....</b>	<b>6</b>
1) SITUATION ACTUELLE DES EMISSIONS DE CO <sub>2</sub> DANS LE MONDE :.....	6
2) PERSPECTIVES D’EVOLUTION .....	7
<b>II. LES DIFFERENTS MECANISMES DE VALORISATION DU CARBONE EXISTANTS.....</b>	<b>9</b>
<b>III. PANORAMA DES MECANISMES MIS EN ŒUVRE DANS LE MONDE ET PRINCIPALES EVOLUTIONS ATTENDUES A MOYEN TERME.....</b>	<b>10</b>
1) PANORAMA MONDIAL DES MECANISMES EXISTANTS .....	10
2) ZOOM SUR QUELQUES GEOGRAPHIES / MECANISMES.....	13
3) EVOLUTIONS ATTENDUES A COURT ET MOYEN TERME.....	18
<b>IV. IMPACT D’UNE EVOLUTION DES PRIX DU CARBONE SUR QUELQUES ELEMENTS CLES DU SECTEUR ENERGETIQUE .....</b>	<b>20</b>
1) IMPACT DU PRIX DU CARBONE SUR LA COMPETITIVITE RELATIVE DU GAZ NATUREL ET DU CHARBON POUR LA PRODUCTION ELECTRIQUE.....	20
2) IMPACT DU PRIX DU CARBONE SUR LA FACTURE ELECTRIQUE DES CONSOMMATEURS .....	22
<b>V. ANNEXES .....</b>	<b>25</b>
1) GLOSSAIRE .....	25
2) LISTE DES FIGURES.....	25
3) BIBLIOGRAPHIE .....	25

## I. Les émissions de CO<sub>2</sub> dans le monde (niveau actuel et perspectives) – perspectives quant aux objectifs de réduction des émissions à l'échelle mondiale

### 1) Situation actuelle des émissions de CO<sub>2</sub> dans le monde :

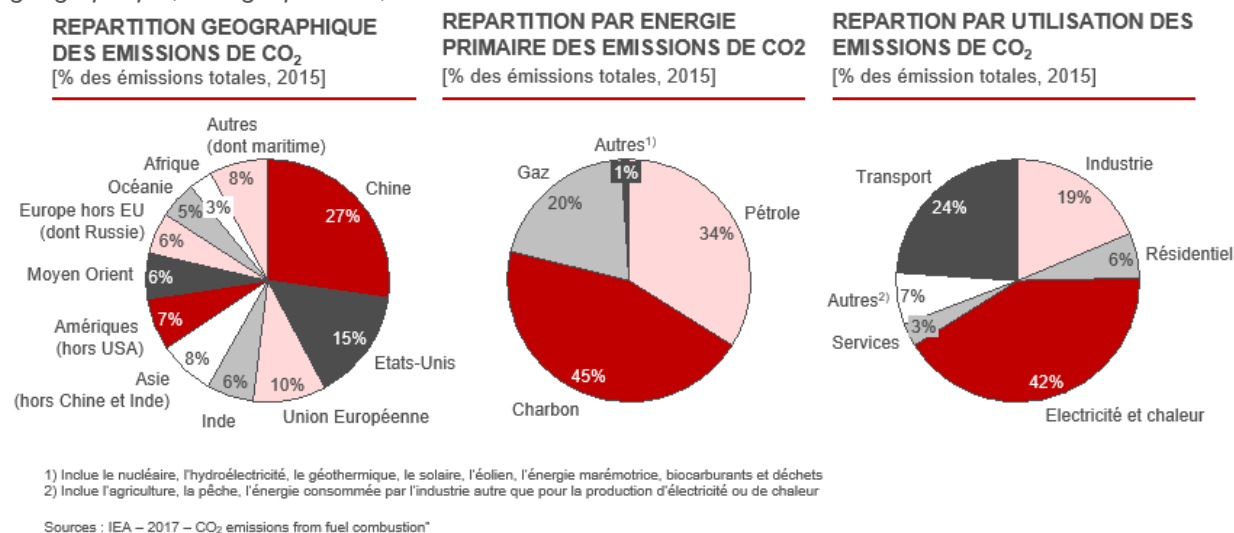
En 2017, les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> dues à la combustion d'énergies fossiles et à l'industrie ont atteint ~36,8 GtCO<sub>2</sub> d'après les premières estimations, soit une hausse de ~2% par rapport à 2016<sup>4</sup>. Ce chiffre avait pourtant stagné entre 2014 et 2016, marquant un changement de tendance par rapport à la période 2005-2014 au cours de laquelle les émissions liées à la combustion fossile et à l'industrie avaient augmenté de ~20%, passant de ~30 à ~36,2 GtCO<sub>2</sub>/an.

Le retour à la hausse des émissions de CO<sub>2</sub> chinoises (~+3,5% par rapport à 2016) est la principale explication à la remise en cause de cette tendance en 2017 : les émissions du secteur industriel ont augmenté en Chine, de même que la consommation de charbon dans un contexte de précipitations faibles en 2017, et donc de production hydroélectrique en baisse.

Par ailleurs en 2015 <sup>5</sup>:

- 56% du volume d'émissions était généré par le Top 5 des pays les plus émetteurs, qui sont, dans l'ordre : la Chine, les Etats-Unis, l'Inde, la Russie et le Japon
- la combustion de charbon représente 45% des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la combustion fossile
- en termes sectoriels, les émissions liées à la production d'électricité ou de chaleur représentent ~42% des émissions totales, suivies par les émissions liées au transport (24%) puis à l'industrie (~19%)

Figure 1: Répartition des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la combustion d'énergie fossile en 2015 par zone géographique, énergie primaire, secteur<sup>6</sup>



<sup>4</sup> Global Carbon Project, 2017

<sup>5</sup> International Energy Agency – 2017 – “CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion highlights 2017”

<sup>6</sup> La biomasse est considérée comme neutre d'un point de vue des émissions de GES (absorption du CO<sub>2</sub> émis par la croissance de biomasse dans des conditions équilibrées). La catégorie “Electricité et chaleur” inclut les émissions des entreprises ayant des activités de production d'électricité ou de chaleur. Les catégories « Résidentiel » et « services » incluent les émissions liées à la combustion des foyers et services, privés et publics).

## 2) Perspectives d'évolution

Dans le cadre des réflexions au niveau mondial sur le changement climatique, les Etats ont pris des engagements globaux sur la réduction des émissions de GES qui sont déclinés dans des objectifs nationaux à divers horizons de temps :

- A l'échelle mondiale, le protocole de Kyoto, signé en 1997, a été le premier instrument destiné à freiner les émissions de gaz à effet de serre en fixant des objectifs de limitation des émissions de GES, ce qui a incité les Etats à mettre en place des systèmes de valorisation du prix du carbone.
- La COP 21 (2015) et l'Accord de Paris (2016) ont réaffirmé la volonté des Etats de limiter le réchauffement climatique à +2°C. Dans ce cadre, les Etats se sont engagés, via les *Nationally Determined Contributions* (NDC), à tenir des objectifs nationaux de réduction ou limitation des émissions.
- Au niveau de l'Union Européenne : l'objectif est d'atteindre une baisse des émissions de GES de 20% en 2020 et 40% en 2030 par rapport au niveau de 1990
- Au niveau national (quelques exemples) :
  - o La France a inscrit dans la LTECV un objectif de baisse de 14% à horizon 2020 (par rapport à 2005) pour les secteurs non visés par le système d'échange de quotas d'émissions européen (voir ci-après)
  - o La Chine s'est engagée en 2009 au Sommet pour le Climat à Copenhague à faire baisser son intensité carbone de 40 à 45% en 2020 par rapport à 2005, puis de 60 à 65% à horizon 2030 lors des Accords de Paris en 2016
  - o L'Inde s'est engagée en 2015 à faire baisser son intensité carbone de 30 à 35% en 2020 par rapport à 2005 et d'augmenter à 40% la part de production électrique non fossile.

L'évolution des émissions de GES mondiales est influencée par de nombreux facteurs, avec entre autres la croissance économique et démographique des pays, les efforts d'efficacité énergétique et investissements dans des technologies bas carbone, la part de combustibles fossiles dans la production d'électricité et de chaleur. Les perspectives pour les années à venir dépendront de l'ensemble de ces facteurs et les experts envisagent plusieurs trajectoires pour lesquelles les principaux écarts sont les efforts des pays réalisés sur les enjeux climatiques.

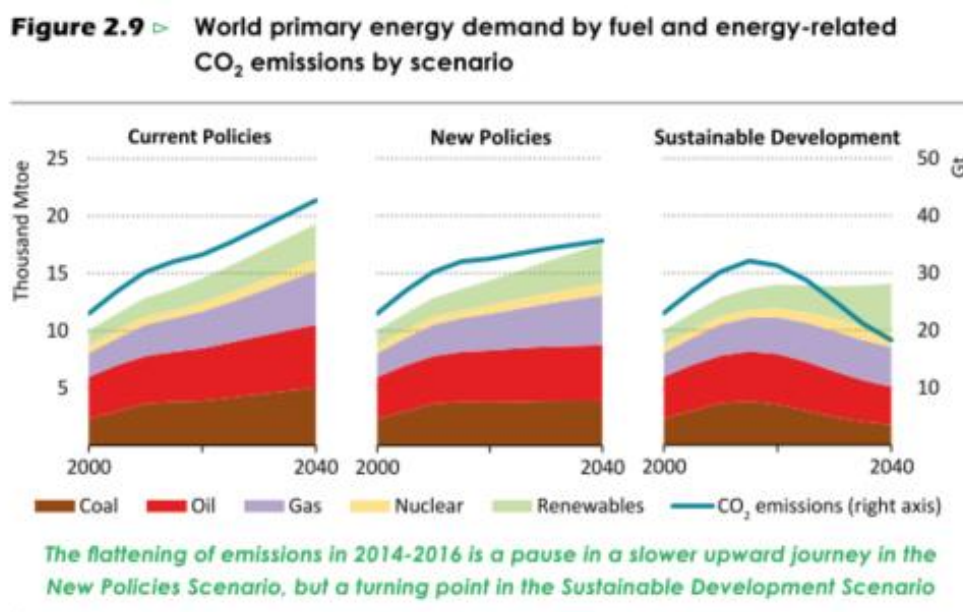
Dans le **World Energy Outlook 2017**, l'AIE analyse 3 trajectoires définies comme suit :

- Une **trajectoire « Current policies »** qui ne prend en compte que les politiques environnementales déjà en place en 2017. **Dans un tel scénario, entre 2020 et 2040 les émissions de CO2 mondiales augmentent de ~35% entre 2016 et 2040 (soit +1,2%/an)**
- Une **trajectoire « New Policies »**, fondée sur les objectifs annoncés par les gouvernements dans le cadre de l'Accord de Paris, notamment dans les *Nationally Determined Contributions*. Il s'agit donc d'un scénario reflétant la tenue des engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris, sans effort supplémentaire d'ici à 2040. Dans ce scénario, **les émissions de CO2 mondiales connaissent une croissance limitée (+0,5%/an soit +12% entre 2016 et 2040), limitation principalement liée à une stabilité des niveaux d'émissions liés à l'énergie en Chine et à une baisse dans les pays matures**. Ce scénario est le **scénario central de l'IEA**.



- Enfin, la trajectoire « **sustainable development** » permettant d'atteindre l'objectif de limitation à 2 degrés C de la hausse de la température mondiale. **C'est le seul scénario qui fait apparaître une baisse des émissions de CO<sub>2</sub> à horizon 2040, de ~44% par rapport à 2016 (soit -2,4%/an) pour le secteur énergétique.** Ce scénario permet d'atteindre les trois objectifs de développement durable des Nations Unies (Sustainable Development Goals SDG) : assurer un accès fiable, abordable et moderne à l'énergie en 2030, réduire significativement la pollution atmosphérique et mener un combat efficace contre le changement climatique.

Figure 2 : Scénarios IEA 2017 de demande énergétique et émissions de CO<sub>2</sub>



Ce scénario « *Sustainable development* » de l'AIE passe par une forte baisse de la consommation de charbon, une baisse substantielle de la consommation de pétrole liée au développement du véhicule électrique, un développement accéléré des énergies renouvelables et des efforts de maîtrise de l'énergie permettant de limiter la hausse globale de la consommation d'énergie.

Le WEO 2017 montre qu'il existe un scénario crédible permettant d'atteindre non seulement les objectifs climatiques, mais aussi ceux de développements humains concernant la santé et l'accès à l'énergie. La baisse de la consommation de charbon et de pétrole réduirait les émissions de polluants nocifs pour la santé humaine, et la baisse du coût des énergies renouvelables et du stockage permettrait leur fort développement avec un impact limité sur le coût de l'énergie (montants d'investissements globaux cumulés sur 2017-2040 du scénario « *Sustainable development* » supérieurs de ~40% à ceux du scénario *New Policies*, mais coûts de combustibles moins élevés) et sur la possibilité pour les populations qui en sont aujourd'hui dépourvues d'accéder à l'électricité.

L'AIE souligne le caractère réaliste du scénario « *Sustainable development* ». Il apparaît que les conditions sont aujourd'hui beaucoup plus favorables qu'il y a quelques années à un tel scénario optimiste, qui pouvait sembler totalement irréaliste il y a encore 3 ans.

La baisse du coût des énergies renouvelables en fait aujourd'hui le choix privilégié pour faire face aux énormes besoins dans les pays émergents. La Chine a annoncé des objectifs ambitieux. Le plan solaire annoncé en Inde, s'il parvient à être réalisé, devrait infléchir la croissance du charbon et empêcher le triplement qui était annoncé. De même, les politiques en faveur du véhicule électrique en Chine, en



Inde, aux Etats-Unis et en Europe, si elles se confirment dans la durée, pourraient conduire à une baisse de la consommation de pétrole. En Afrique où les besoins sont immenses, l'électrification pourrait se poursuivre à grande échelle avec des énergies renouvelables et du stockage.

## II. Les différents mécanismes de valorisation du carbone existants

Afin d'atteindre les objectifs mondiaux de limitation du changement climatique, un des principaux leviers utilisés par certains pays ou certaines régions consiste à donner une valeur au carbone émis et donc ainsi faire payer les émetteurs afin d'internaliser le coût de cette externalité dans l'activité économique.

Ces mécanismes sont principalement de deux types : des mécanismes fiscaux (taxation dépendant du contenu carbone) fixant directement de manière administrée un prix du carbone, ou des mécanismes de quotas, fixant des volumes d'émissions de CO<sub>2</sub> maximum et laissant les acteurs remplir leurs obligations au meilleur coût.

- **La fiscalité carbone**, mécanisme généralement mis en place via une taxe ajoutée au prix de vente de produits ou de services en fonction du niveau d'émissions de GES engendrés (émis par leur production et/ou utilisation) : en pratique, c'est souvent la consommation d'énergies fossiles qui sert d'assiette à cette fiscalité. Les recettes générées permettent alors en général de financer la transition énergétique.
  - o A titre d'exemple, la France a mis en place une fiscalité carbone en 2014 touchant les consommateurs finaux d'énergies fossiles en intégrant dans les taxes intérieures sur les consommations des produits énergétiques une « composante carbone ». La loi sur la transition énergétique de 2015 prévoyait une hausse progressive du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> afin de porter la taxe de 30,5€/tCO<sub>2e</sub> en 2017 à 56€ en 2020 puis 100€ en 2030. Le nouveau gouvernement a ensuite décidé d'accélérer la trajectoire d'augmentation avec un objectif de 86 €/t en 2022 et de 140 €/t en 2030.
- **Les marchés carbone ou systèmes d'échange de quotas d'émissions (*Emissions Trading Schemes, ETS*)**. La quantité de quotas d'émissions est déterminée par l'autorité publique puis les quotas sont distribués, gratuitement ou par enchères, aux installations couvertes, afin d'atteindre des objectifs de réduction des GES sur le périmètre couvert. Les installations doivent être capables de couvrir leurs émissions de GES par ces quotas, elles peuvent pour cela acheter ou vendre des quotas sur le marché. La plupart des systèmes ETS opérationnels sont des systèmes *Cap and Trade* : un niveau maximum d'émissions est fixé (*Cap*) pour un ensemble de secteurs d'activité. Les installations concernées doivent, sur une période donnée dite de conformité, restituer à l'autorité publique la même quantité de quotas d'émissions, ou d'actifs carbone autorisés, que d'émissions réelles. Les installations peuvent acheter ou vendre des actifs sur le marché, chaque participant ayant intérêt à réduire ses émissions si le coût d'abattement est inférieur au prix du quota sur le marché. Ainsi, les gisements de réduction d'émissions à faible coût sont les premiers à être exploités.
  - o La France, en tant qu'Etat Membre de l'UE, participe au marché carbone européen (*EU Emissions Trading Scheme*) dont le périmètre est limité aux grosses installations thermiques

Certains pays peuvent cumuler deux systèmes opérationnels (un ETS et une fiscalité carbone). La France et la Suède en sont des exemples.

Enfin, la mise en œuvre de **compensations carbone** peut constituer un outil permettant de donner une valeur au carbone en tant que **levier pour répondre à des démarches volontaires de réduction des émissions de GES ou afin de répondre à des contraintes sur les GES fixés par d'autres systèmes (ex : systèmes de quotas d'émissions)**. La compensation carbone consiste en effet, pour un acteur (individuel, entreprise, pays) émettant des GES, à **financer un projet qui évite les émissions de GES, directement ou en achetant des « crédits carbone », afin de compenser tout ou partie des GES émis**.

La déclinaison au niveau international de ce concept découle du **Protocole de Kyoto** qui a inspiré deux mécanismes de compensation carbone (en plus du système d'échange de quotas d'émissions) :

- Le **Clean Development Mechanism (CDM)**, système de financement qui s'adresse aux pays occidentaux. Ces pays ont la possibilité de mettre en œuvre des projets de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour contribuer au développement durable des pays en voie de développement
- La **Joint Implementation** (Mise en Ouvre Conjointe) qui permet à un pays ayant des engagements de réduction de ses émissions dans le cadre du Protocole de Kyoto de gagner des « crédits carbone » en implémentant un projet de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> ou de capture/stockage du carbone.

Dans la suite de l'analyse, seuls les systèmes d'échange de quotas d'émissions et taxations carbone seront traités.

### III. Panorama des mécanismes mis en œuvre dans le monde et principales évolutions attendues à moyen terme

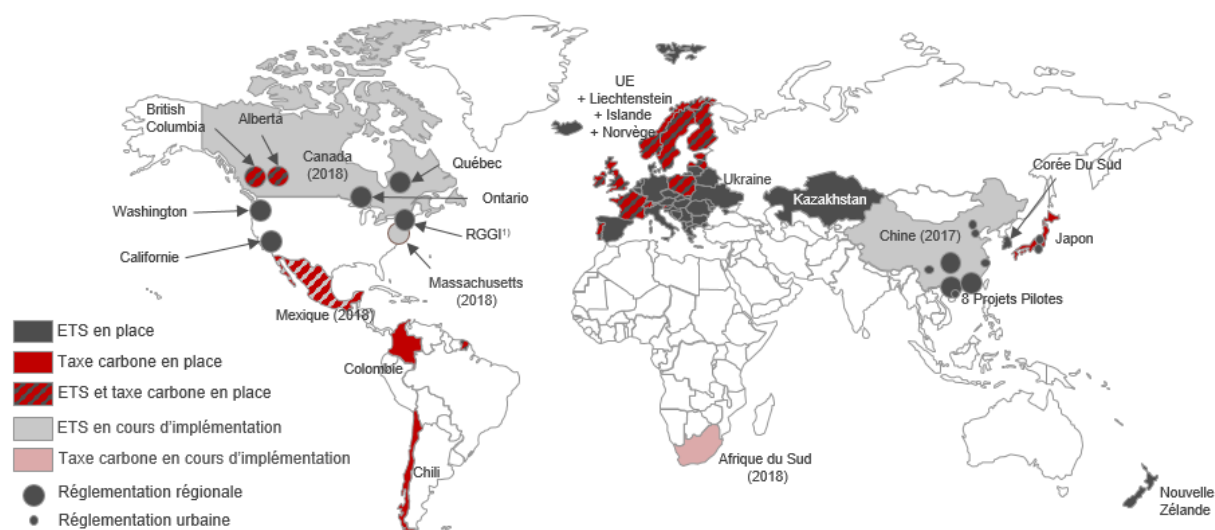
#### 1) Panorama mondial des mécanismes existants

En 2017, à l'échelle mondiale, **46 systèmes sont déjà en place ou en cours d'implémentation pour faire « payer le carbone émis »**. Sur ces 46 systèmes, 23 sont des systèmes de quotas et d'échange (*Emissions Trading Schemes*) et 23 des systèmes de fiscalité carbone (cf. Figure 3). La plupart des mécanismes sont mis en œuvre à l'échelle d'un Etat ou d'une région (au sens d'un regroupement d'Etats).

Figure 3 : Systèmes de carbon pricing opérationnels et en cours d'implémentation en 2017

# SYSTÈMES DE « CARBON PRICING » OPÉRATIONNELS ET EN COURS D'IMPLÉMENTATION

En Novembre 2017



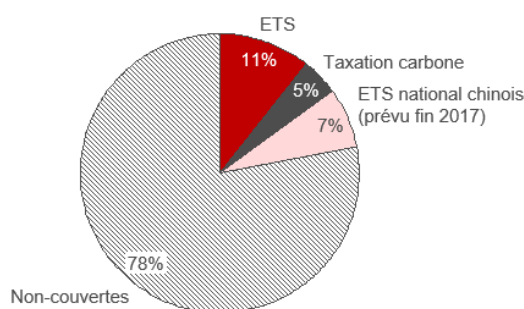
1) RGGI: Regional Greenhouse Gas Initiative : programme Cap-and-Trade regroupant 9 Etats du Nord-Est des Etats-Unis

Sources : ICAP – 2017 – « ETS Detailed Information », World Bank Group – 2017 – « State and Trends of Carbon Pricing », analyses E-CUBE Strategy Consultants

Ces mécanismes de valorisation du carbone couvrent actuellement ~8Gt d'émissions de CO<sub>2e</sub> soit ~16% des émissions mondiales de GES<sup>7</sup>, dont 11% couvertes par des ETS et 5% par une fiscalité carbone. La mise en œuvre du système ETS prévu en Chine début 2018 devrait porter à 12 Gt (soit 23%) le volume d'émissions couvertes (voir Figure 4).

Figure 4 : Part des émissions mondiales couvertes par des systèmes de carbon pricing

## PART DES ÉMISSIONS GES MONDIALES COUVERTES PAR DES SYSTÈMES DE « CARBON PRICING » [% des émissions totales ; 2017]

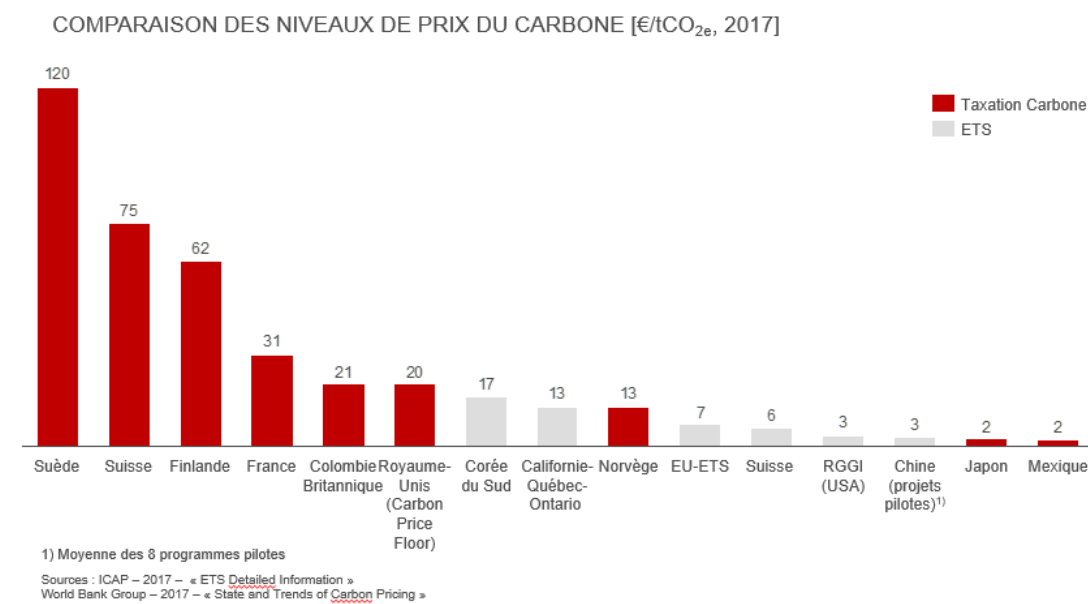


Sources : World Bank Group – 2017 – « State and Trends of Carbon Pricing »

L'éventail des prix du carbone observés de par le monde va de quelques euros la tonne de CO<sub>2</sub> au Mexique (les subventions aux énergies fossiles dans certains pays en développement traduisent même des prix négatifs) à plus de 100 €/tCO<sub>2e</sub> en Suède. Les niveaux de prix les plus élevés sont observés sur les systèmes de fiscalité carbone (voir Figure 5).

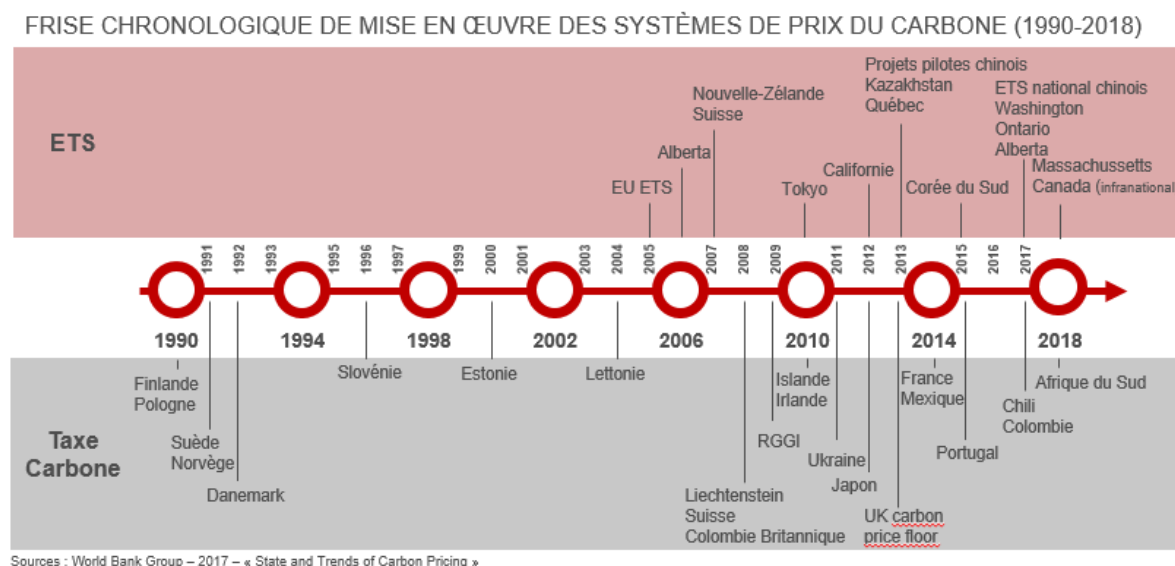
<sup>7</sup> World Bank Climate Group – 2017 – “Carbon Pricing Watch 2017”

Figure 5 : Niveaux de prix du carbone en 2017 sur les principaux systèmes



La figure ci-dessous (voir Figure 6) présente les dates de mise en œuvre des principaux systèmes permettant de valoriser le prix du carbone. On constate que les pays pionniers qui ont mis en œuvre des mécanismes avant 1995 sont tous des pays européens et principalement scandinaves (Finlande, Suède, Norvège, Danemark), les pays les plus récents étant la Chine, des Etats des Etats-Unis ainsi que des pays d'Amérique latine.

Figure 6 : Dates de mise en œuvre des systèmes de valorisation du carbone (1990-2018)



Le tableau ci-dessous (figure 7) synthétise les caractéristiques des principaux mécanismes existants.

Figure 7 : Synthèse des principaux systèmes<sup>8</sup> mondiaux de « carbon pricing » (2017)

	Type	Principaux programmes opérationnels	Zone géographique couverte	Mise en place	Périmètre d'activité / Cible	% d'émissions GES couvert sur la zone géographique	Prix moyen [€/tCO <sub>2</sub> e]	Remarques
	ETS	EU-ETS	31 pays: UE28 + Islande, Lichtenstein et Norvège	2005	Production électrique, Usines, Aviation (intra-Europe) >20 MW	45%	7,0	
	ETS	California Cap-and-Trade (CaT)	Californie + Québec	2013	Production électrique, Usines, Transport >25 ktCO <sub>2</sub> /an	85%	12,9	Rapprochement avec Québec en 2014 et à venir avec Ontario en 2018
	ETS	RGGI	9 Etats: Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island, et Vermont	2008	Production électrique >25 MW	21%	3,3	New Jersey, la Pennsylvanie et la Virginie étudient l'opportunité de rejoindre RGGI
	ETS	Projets pilotes sub-nationaux Chine	Les villes de Pékin, Tianjin, Shanghai, Chongqing, Shenzhen Les régions du Guangdong et Hubei + Fujian (dec.2016)	2013	Périmètres spécifiques par système. Principalement: Production électrique, Usines, Transports.	Entre 35 et 60% (1/8 des émissions chinoises)	Entre 0,5€ (Chongqing) et 6,7€ (Pékin)	La Chine devrait mettre en place un programme national fin 2017. Les projets pilotes resteraient en place. Seuils compris entre 3 et 26 ktCO <sub>2</sub> /an
	ETS	ETS Corée du Sud	Corée du Sud	2015	Production électrique, Usines, Aviation, BTP, Déchets >25 ktCO <sub>2</sub> /an	68%	16,6	Mise en place d'un dialogue pour la coopération avec la Chine et le Japon
	ETS	ETS Suisse (fusion avec EU-ETS prévue en 2019)	Suisse	2008	Production électrique, Usines, BTP >20 MW (volontariat entre 10-20 MW)	11%	5,8	Devrait être fusionné avec l'EU ETS en 2019
	ETS	Québec Cap-and-Trade (CaT)	Québec + Californie	2012	Production électrique, Usines, Transport, BTP >25 ktCO <sub>2</sub> /an	85%	12,9	Rapprochement avec la Californie en 2014 et à venir avec Ontario en 2018
	ETS	Ontario Cap-and-Trade (CaT)	Ontario (relié avec Californie-Québec en 2018)	2017	Production électrique, Usines, Transport, BTP >25 ktCO <sub>2</sub> /an (volontariat entre 10-20 kt)	82%	12,9	Devrait se rapprocher des ETS de Californie et de Québec en 2018
	Système hybride	Carbon Price Floor (RU)	UK	2013	Production électrique	23%	20,34€ moins le prix de l'EU élevé tout en restant dans l'EU ETS	Permet de fixer un niveau de taxation
	Taxe	France (Contribution climat-énergie)	France	2014	Combustibles fossiles	36%	30,5	Régimes spéciaux pour : les installations appartenant à EU ETS et transports, agriculture et pêche. Existence de 2 taux: un pour les ménages (élevé) et un pour les entreprises (qui convergent progressivement)
	Taxe	Suède	Suède	1991	Combustibles fossiles	40%	120,4	Premier système historiquement mise en place
	Taxe	Finlande	Finlande	1990	Combustibles fossiles	36%	61,9	
	Taxe	Norvège	Norvège	1991	Combustibles fossiles	60%	12,9	
	Taxe	Japon	Japon	2012	Combustibles fossiles	68%	2,2	De plus, ETS en place à Tokyo (2010) et Saitama (2011)
	Taxe	Suisse	Suisse	2008	Combustibles fossiles (sauf essence et diesel)	33%	74,8	La taxe cible uniquement les combustibles fossiles utilisés pour la production de chaleur ou d'électricité. L'essence et le gasoil ne sont donc pas concernés
	Taxe	Colombie Britannique (Canada)	British Columbia	2008	Combustibles fossiles	70%	20,6	Dispose également depuis 2016 d'un système d'ETS (Baseline-and-Credit) ciblant l'industrie: le GGIRCA
	Taxe	Mexique	Mexique	2014	Combustibles fossiles (gaz exempté)	46%	1,5	Simulateur qui devrait aboutir à un ETS national en 2018

## 2) Zoom sur quelques géographies / mécanismes

### Union Européenne : système d'échange de quotas d'émissions (Emissions Trading Schemes, ETS)

**Le système d'échange de quotas d'émissions (Emissions Trading Schemes, ETS)** est le système européen qui a pour objectif de réduire les émissions de GES à l'échelle européenne. Depuis 2005, l'EU ETS s'applique aujourd'hui à l'ensemble des pays de l'UE, l'Islande, le Lichtenstein et la Norvège et couvre près de 45 % des émissions de gaz à effet de serre. Initialement mis en

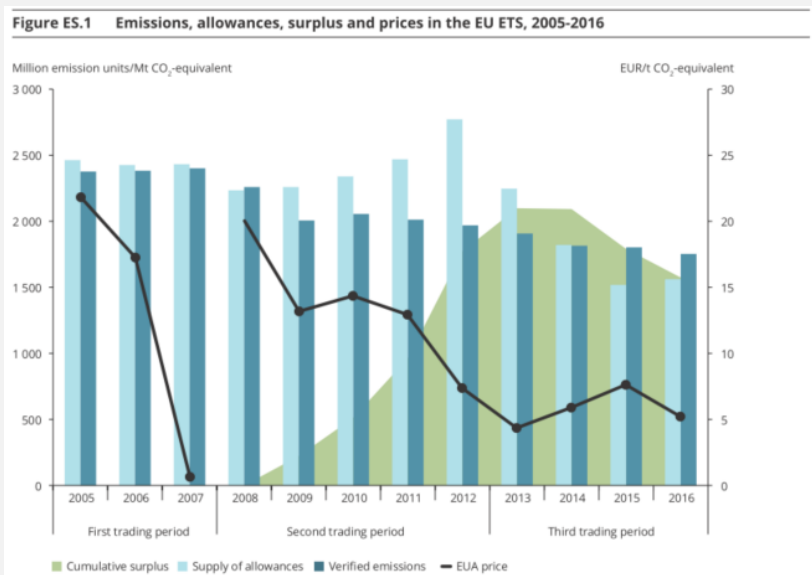
<sup>8</sup> ETS non inclus : Saitama, Tokyo, Nouvelle-Zélande, Kazakhstan, Colombie Britannique, Alberta, Massachusetts, Australie  
Taxes carbone non incluses : Pologne, Danemark, Slovaquie, Estonie, Lettonie, Lichtenstein, Islande, Irlande, Ukraine, Portugal, Alberta, Chili, Colombie

œuvre pour faciliter l'atteinte de l'engagement de l'UE au titre du Protocole de Kyoto, l'EU-ETS a été pérennisé dans le cadre du paquet énergie-climat de mars 2009.

Les États membres imposent un plafond (qui décroît au fur et à mesure des années afin de respecter les objectifs fixés) sur les émissions des 11 000 installations concernées (production d'électricité, réseaux de chaleur, acier, ciment, raffinage, verre, papier, etc.), puis leur allouent les quotas correspondants à ce plafond. Les entreprises assujetties au système EU ETS peuvent échanger des quotas sur le marché européen. En fin d'année, les quotas restants aux entreprises constituent des surplus.

Depuis 2009, les surplus de quotas sont importants sur l'EU-ETS et participent à maintenir un prix du CO<sub>2</sub> bas. Un signal prix trop bas a pour effet de limiter les investissements dans des solutions bas carbone et limite donc les effets de ce mécanisme sur la baisse des émissions. Des mesures de résorption des surplus de quotas ont donc récemment été mises en place dès 2015 et un mécanisme d'ajustement (Market Stability Reserve) sera mis en place dès 2019 et permettra d'absorber les surplus chaque année afin de favoriser l'efficacité du système. En novembre 2017, le Conseil et le Parlement Européen ont voté une augmentation de la capacité du volume d'absorption des surplus de quotas (appelé réserve de stabilité) qui passe de 12 à 24% des quotas et une augmentation du taux annuel de baisse du volume de quotas (de 1,74% à 2,2%). Les réactions sont partagées : certains acteurs saluent un signal fort de la part de l'UE (Eurelectric), d'autres estiment que le résultat aura un impact limité sur le prix du carbone et ne permettra pas d'inciter à l'abandon de l'usage du charbon (Carbon Market Watch, CAN Europe)<sup>9</sup>. En effet, depuis 2015 (premières mesures d'absorption des surplus de quotas) le prix du carbone n'a pas significativement augmenté.

Figure 8 : Evolution entre 2005 et 2016 du prix du carbone, des quotas et surplus sur l'EU-ETS



### Royaume-Uni : Carbon Price Floor

Face aux difficultés rencontrées par le système européen EU-ETS (surplus de quotas ayant fait significativement chuter le prix du CO<sub>2</sub>), le Royaume-Uni a mis en place en 2013 une fiscalité carbone qui vient compléter l'EU-ETS et vise à taxer les émissions de GES des

<sup>9</sup> Enerpresse – 2017 - "Accord à Bruxelles sur la réforme du marché du carbone", n° 11947



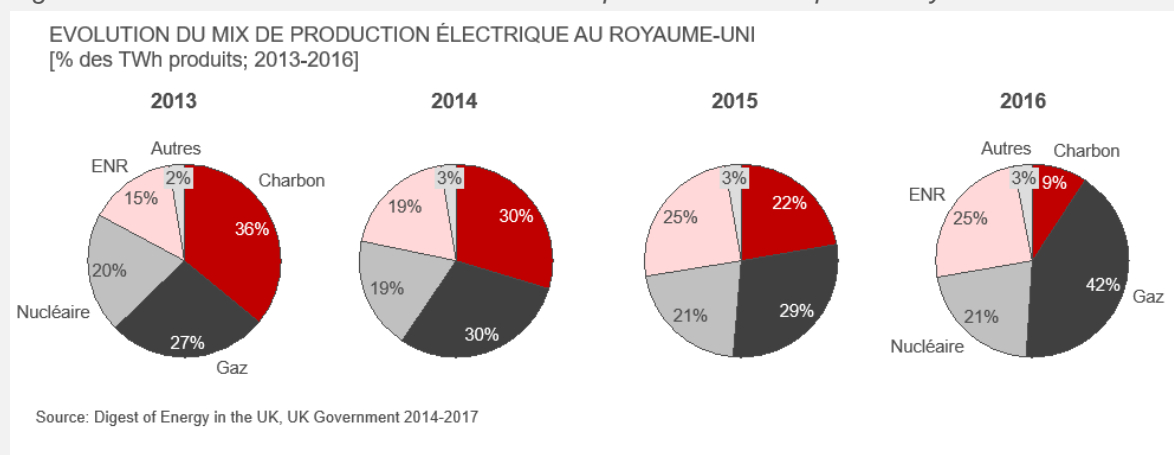
unités de production d'électricité : le **Carbon Price Floor (CPF)**. Le principe du CPF est de faire payer aux entreprises (de production d'électricité uniquement) consommant des combustibles fossiles une taxe carbone, le **Carbon Price Support (CPS)**.

Le système européen EU-ETS aurait en effet pu être un mécanisme suffisant pour établir un prix du carbone, mais, face à l'inefficacité depuis 2009 du système, dont les prix sont jugés trop faibles, le gouvernement britannique a mis en place une fiscalité carbone nationale. Ce mécanisme complémentaire au système européen EU ETS a pour objectif d'assurer aux investisseurs une continuité du prix du carbone afin de soutenir la stratégie bas carbone du pays.

L'objectif affiché par le gouvernement est d'avoir un prix du carbone qui atteigne au global (EU ETS + CPS<sup>10</sup>) 30 £/tCO<sub>2e</sub> à horizon 2020 (objectif *Climate Change Levy*). Pour ce faire, le Gouvernement britannique a annoncé dès 2011 un niveau de CPS maximum à 18 £/tCO<sub>2e</sub> entre 2016 et 2021. Par rapport aux prix actuels du marché carbone européen (~6 £/tCO<sub>2e</sub>), ce montant est significatif pour les entreprises britanniques. Une partie des revenus du Carbon price Support est dédié à la compensation des industries écono-intensives afin de ne pas pénaliser les industries britanniques face au reste de l'UE, le reste constituant des revenus pour l'Etat.

Entre sa mise en œuvre en 2013 et 2016, la part du charbon dans le mix de production électrique a été divisée par quatre (de 36% en 2013 à 9% en 2016), au profit du gaz et des ENR. Bien qu'il ne soit pas le seul facteur expliquant la baisse de la part du charbon (normes environnementales, évolution du prix des commodités, évolutions de la demande, ...), le CPF reste une des raisons principales de cette décroissance et s'est donc montré très efficace.

Figure 9 - Evolution entre 2013 et 2016 du mix de production électrique au Royaume-Uni



A l'heure actuelle, aucune visibilité n'est donnée au-delà de 2021 sur la pérennité du *price floor*, ce qui génère des incertitudes fortes pour les acteurs impactés par le système : d'une part, les utilities cherchent à assurer une pérennité post 2021 du système afin d'encourager le développement des productions bas carbone (avec un prix du carbone élevé qui pénalise les productions carbonées) alors que, d'autre part, les groupes industriels écono-intensifs sont en faveur de l'abandon du *price*

<sup>10</sup> Carbon Price Support : complément payé par les unités de production d'électricité en plus du montant du quota EU-ETS afin d'atteindre le Carbon Price Floor



*floor*, qui limite leur compétitivité en augmentant les prix de l'électricité<sup>11</sup>. Une étude<sup>12</sup> de 2014 du Department of Energy and Climate Change britannique estime les impacts des mesures environnementales sur la facture énergétique des énérgo-intensifs. L'impact estimé des mesures en 2014 est une hausse de la facture énergétique entre +5% et +14% en tenant compte des mesures de soutien aux énérgo-intensifs, hausse qui pourrait être réduite à +2 à +6% à horizon 2020, cette hausse étant à ~50% liée aux systèmes de valorisation du prix du carbone (EU-ETS et CPF). Dans cette même étude, il est estimé qu'en 2014, le surcoût de facture énergétique des mesures environnementales pour les entreprises (hors énérgo-intensifs) est en moyenne de 28%, néanmoins, pour ces entreprises la facture énergétique représente en moyenne ~3% des OPEX annuels ce qui rend l'impact des politiques environnementales plus limité (~1% de hausse) pour les entreprises.

### **Etats-Unis : Systèmes étatiques et régionaux**

Aux Etats-Unis, l'absence de politique environnementale au niveau fédéral (le Président Trump ayant annoncé son intention de désengagement de l'Accord de Paris et l'abrogation du *Clean Power Plan* en 2017) laissent les Etats libres de choisir leur propre politique.

Deux tendances se détachent alors : certains Etats choisissent de réguler à l'échelle de leur territoire les émissions de GES notamment en par le biais de systèmes d'échange de quotas alors que d'autres profitent de l'absence d'impératif fédéral pour ne pas imposer de contrainte environnementale sur les entreprises :

- A la suite de l'annonce de sortie de l'accord de Paris, 15 Etats<sup>13,14</sup> décident de fonder une coalition, *United States Climate Alliance*, afin maintenir et renforcer leurs efforts pour atteindre les objectifs nationaux fixés durant les négociations (baisse des émissions de GES de 26 à 28% d'ici 2025). Les systèmes en place sont maintenus et étendus : le programme de Cap-and-Trade (ETS) californien et celui du *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) sont étendus jusqu'à 2030 et des Etats nord-américains ont annoncé leur volonté de rejoindre ces systèmes<sup>15</sup> (voir **Error! Reference source not found.**).
- D'autres refusent d'imposer un prix du carbone et laissent donc le marché déterminer le mix énergétique. Les réductions d'émissions de GES dépendent alors de la compétitivité du gaz par rapport au charbon ainsi que du prix des énergies renouvelables.

Enfin, les entreprises américaines jouent également un rôle dans la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. En effet, selon Carbon Disclosure Project (CDP), ONG aidant les entreprises et les villes à estimer leur impact environnemental, en 2017, les Etats-Unis sont le pays où le plus d'entreprises (~250) utilisent ou envisagent d'utiliser dans moins de deux ans un prix interne du carbone. Le prix interne du carbone est une valeur que l'entreprise se fixe volontairement pour internaliser le coût économique de ses émissions de gaz à effet de serre et constitue un outil de soutien à la stratégie de décarbonation de l'entreprise et un instrument de gestion des risques.

<sup>11</sup> Energyworld - 2017 - "Four UK power firms call for carbon price floor extension" ; Disponible sur: <https://energy.economictimes.indiatimes.com/news/power/four-uk-power-firms-call-for-carbon-price-floor-extension/61178623>

<sup>12</sup> DECC - 2014 - Estimated impacts of energy and climate change policies on energy prices and bills

<sup>13</sup> 14 Etats: Californie, Colorado, Connecticut, Delaware, Hawaii, Massachusetts, Minnesota, New York, North Carolina, Oregon, Rhode Island, Vermont, Virginie, Washington ainsi que Porto Rico

<sup>14</sup> YaleEnvironment360 - 2017 - "As Trump retreats, states are joining forces on climate action" ; Disponible sur: <http://e360.yale.edu/features/as-trump-retreats-states-are-stepping-up-on-climate-action>

<sup>15</sup> Bloomberg - 2017 - "Cap-and-trade is catching on the Trump Era" ; Disponible sur: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-09-20/state-efforts-boost-cap-and-trade-as-trump-pushes-for-more-coal>

## Chine : Mise en place d'un ETS national à terme, en passant par des projets pilotes locaux

La Chine est, depuis 2009, le premier pays émetteur de GES au monde. En 2016, pour les Accords de Paris, la Chine s'est engagée à atteindre son pic d'émissions de CO<sub>2</sub> en 2030 ou avant et à faire baisser son intensité carbone de 60 à 65% en 2030 par rapport à 2005.

Pour atteindre cet objectif, la Chine a lancé diverses initiatives dont la mise en place d'un ETS national, en passant par la mise en place de pilotes. Depuis 2014, la Chine a donc mis en place 8 programmes pilotes dans des provinces et villes chinoises (voir **Error! Reference source not found.**). Le gouvernement a confirmé en décembre 2017 la mise en place d'un ETS à la maille nationale opérationnel début 2018. Celui-ci concernera dans un premier temps 1700 entreprises du secteur électrique puis intégrera d'autres secteurs comme la production d'aluminium et de ciment. En termes de volume d'émissions couvertes, l'ETS en Chine devrait couvrir dès 2018 3,5 milliards de tonnes de CO<sub>2e</sub>/an et donc devenir le plus grand marché carbone du monde, devant l'EU ETS (2 Gt CO<sub>2e</sub>/an).

Les programmes pilotes devraient continuer de fonctionner parallèlement au programme national.

En parallèle, la Chine s'inspire des retours d'expérience sur les systèmes de *carbon pricing* à l'international :

- Un accord bilatéral a été signé avec la Nouvelle-Zélande afin de coopérer sur les marchés carbone
- La Chine, le Japon et la Corée du Sud se sont réunis en 2016 pour une conférence ayant pour objectifs d'échanger des retours d'expérience sur le *carbon pricing*.
- Les programmes pilotes s'appuient sur les enseignements des marchés carbone européens et américains (ex : l'ETS de Guangdong s'appuie sur le système de tarification et le système d'échange de quotas mis en place en Californie)

## Suède : Taxe carbone et EU-ETS

La Suède fait partie des pays les plus engagés dans la réduction des émissions de GES et fait ainsi de fait partie des premiers à avoir mis en place un prix du carbone. En effet, la Suède met en place en 1991, dans le cadre d'une grande réforme fiscale, une taxe carbone et intègre l'EU ETS à sa création en 2005.

Par ailleurs, la taxe carbone suédoise, initialement à 27€/tCO<sub>2e</sub> (en 1991) a progressivement augmenté jusqu'à atteindre 120€/tCO<sub>2e</sub> (en 2017), ce qui en fait la taxe carbone la plus élevée au monde.

Le système mis en place est un système à deux vitesses, ce qui permet de garantir la compétitivité de ses entreprises, grâce à deux taux différenciés : un taux élevé (100% de la taxe carbone à 120€/tCO<sub>2e</sub>) pour les ménages, les transports et les services et un taux plus réduit (~80% de la taxe carbone) pour l'industrie (uniquement les entreprises non intégrées à l'EU ETS). Afin d'atteindre la neutralité carbone en 2045, ce régime préférentiel pour l'industrie prémunissant l'économie d'une distorsion de concurrence et des fuites de carbone<sup>16</sup> sera abrogé au 1<sup>er</sup> janvier 2018<sup>17</sup>.

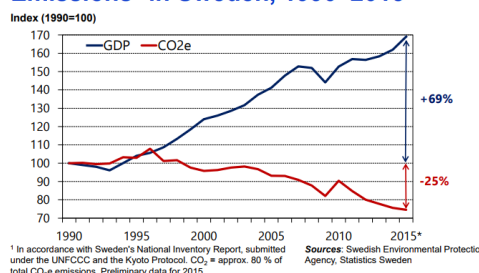
<sup>16</sup> On appelle «fuite de carbone» une situation dans laquelle une entreprise, pour échapper aux coûts liés aux politiques climatiques, déplace sa production dans un autres pays appliquant des règles moins strictes en matière de limitation des émissions, risquant ainsi d'augmenter ses émissions totales (Commission Européenne)

<sup>17</sup> World Bank Group – 2017 – “State and Trends of Carbon Pricing 2017”.

Selon la banque mondiale, la taxe carbone suédoise a notamment eu pour effet de favoriser le développement de l'approvisionnement biomasse pour les réseaux de chaleur (70% en 2012 contre 25% en 1990<sup>18</sup>).

La Suède est souvent prise en exemple de géographie où réduction des émissions et croissance du PIB ne sont pas incompatibles. Entre 1990 et 2015, le PIB a augmenté de 69% alors même que les émissions de CO<sub>2</sub> ont été réduites de 25%<sup>19</sup>.

**Real GDP and Domestic CO<sub>2</sub>e Emissions<sup>1</sup> in Sweden, 1990–2015**



### Canada : L'infranational impulsé par le gouvernement fédéral

Afin de réduire ses émissions de CO<sub>2</sub> le gouvernement canadien a opté pour un système infranational couvrant l'intégralité de son territoire.

Ce système qui prendra effet en 2018 laisse les provinces et territoires canadiens choisir entre la mise en œuvre d'une taxe carbone ou d'un ETS. Chaque structure devra être alignée avec les objectifs de réductions d'émissions fédéraux. Pour ce faire, le gouvernement fédéral a déterminé un prix minimum du carbone (6,8€ en 2018 et 34€ en 2022 pour les systèmes à prix fixe<sup>20</sup>) et se charge d'imposer un prix du carbone si aucun système n'est en place en 2018.

En 2017, seuls 4 systèmes sont opérationnels (Alberta, Colombie Britannique, Ontario, Québec).

### 3) Evolutions attendues à court et moyen terme

Compte tenu des tendances actuelles sur les marchés carbone et fiscalités carbone, les évolutions à attendre sur les années à venir sont principalement (voir figure 10) :

- des **développements de nouveaux systèmes nationaux ou régionaux** (notamment au Canada, Mexique, Chine, Vietnam, Singapour). Cependant, afin d'atteindre les objectifs fixés par l'Accord de Paris, les initiatives de développement de systèmes de *carbon pricing* doivent s'accélérer
- des **évolutions réglementaires et ajustements au niveau des systèmes existants** afin d'en améliorer l'efficacité en termes de réduction des émissions carbonées (ex : révision du système EU ETS, évolutions en du système ETS en Nouvelle-Zélande, Californie et RGGI, doublement de la taxe carbone en Islande en 2018, augmentation de la taxe en Norvège, fin des exemptions de taxe en Suède)
- des discussions autour d'un **prix du carbone qui aurait une portée internationale** et limiterait de fait les risques d'écarts de compétitivité entre pays (qui aujourd'hui pénalisent les systèmes opérationnels). A l'heure actuelle, les initiatives de rapprochement ou fusion des systèmes se multiplient :

<sup>18</sup> World Bank Group – 2016 – “When it comes to emissions, Sweden has its cake and eats it too”; Disponible sur: <http://www.worldbank.org/en/news/feature/2016/05/16/when-it-comes-to-emissions-sweden-has-its-cake-and-eats-it-too>

<sup>19</sup> Swedish Energy Agency – 2017 – “Carbon tax – determining the tax rate”

<sup>20</sup> ICAP – 2016 “Canada's national carbon price plan starting in 2018”; Disponible sur: <https://icapcarbonaction.com/en/news-archive/410-canada-s-national-carbon-price-plan-starting-in-2018>

- C'est déjà le cas au sein de l'Union Européenne, ou entre la Californie, l'Ontario et Québec, ou au niveau de la *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) qui regroupe actuellement 9 Etats des Etats-Unis
- La Suisse rejoint l'EU-ETS en 2019
- Le Mexique, la Californie, l'Ontario et Québec ont signé un *Memorandum of Understanding* (MoU) afin de coopérer sur les marchés carbone
- La Chine, le Japon et la Corée du Sud explorent les opportunités de coopération sur le prix du carbone en zone Pacifique

Figure 10 - Evolutions à venir sur les systèmes de prix du carbone

#### EVOLUTIONS À VENIR SUR LES SYSTÈMES DE PRIX DU CARBONE



L'analyse des mécanismes existants montre que les mécanismes de taxes bien conçus dans des pays isolés sont efficaces et semblent-ils sans effets pervers, comme au Royaume-Uni et en Suède par exemple.

En revanche, le système européen a souffert de dysfonctionnements importants. En apparence, les objectifs de baisse des émissions de CO<sub>2</sub> sont atteints à l'échelle de l'UE<sup>21</sup>. Mais un cercle vicieux s'est installé : les objectifs ont été atteints en grande partie du fait de la désindustrialisation et des délocalisations de certaines industries lourdes (acier, aluminium). Ces délocalisations dans des zones à fortes émissions (Chine, Moyen-Orient) ont entraîné des hausses globales des émissions de CO<sub>2</sub> (la production d'une tonne d'aluminium dans le monde émettait 350 kg de CO<sub>2</sub> en 1995, elle en émet aujourd'hui 850). En outre, des délocalisations ont entraîné un excès de quotas et une baisse du prix du CO<sub>2</sub> en Europe, dégradant la qualité du signal prix. De ce fait, la production d'électricité au charbon n'a que très peu baissé dans de nombreux pays (Allemagne, Pologne, Espagne, Italie).

La conclusion est que les politiques de valorisation du CO<sub>2</sub> sont efficaces, qu'ils s'agissent de quotas ou de taxes, mais qu'elles doivent être bien conçues et que les questions de coordination

<sup>21</sup> L'objectif de -20% d'émissions de GES en 2020 par rapport aux émissions de 1990 a été atteint (et même dépassé) dès 2015 avec -22% - cf <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/FR/COM-2016-707-F1-FR-MAIN.PDF>

internationale sont fondamentales. La solution idéale semble aujourd'hui être un prix du CO<sub>2</sub> à l'échelle mondiale ou tout au moins des principales zones d'activité économique. L'annonce de la Chine d'un mécanisme national pour début 2018 est à cet égard une bonne nouvelle.

#### IV. Impact d'une évolution des prix du carbone sur quelques éléments clés du secteur énergétique

##### 1) Impact du prix du carbone sur la compétitivité relative du gaz naturel et du charbon pour la production électrique

Le fonctionnement du marché de l'électricité et l'équilibrage de l'offre à la demande à un instant  $t$  sont fondés sur un appel aux centrales en fonction de l'ordre de mérite économique de leurs coûts variables de production (appel aux centrales par empilement, heure par heure, des outils de production aux plus faibles coûts marginaux jusqu'aux outils aux coûts marginaux les plus élevés nécessaires pour répondre à la demande).

Sans système de valorisation du CO<sub>2</sub> (ou avec des prix du CO<sub>2</sub> faibles – cf détails ci-après), les coûts variables de production des centrales charbon sont en général plus faibles que celles des centrales à gaz naturel (sauf cas particulier comme en Amérique du Nord, où depuis la révolution des gaz de schiste le gaz est plus compétitif que le charbon, ce qui a entraîné une baisse des émissions de CO<sub>2</sub>). Les centrales au charbon sont donc appelées prioritairement pour assurer l'équilibre offre-demande ; cette situation implique un niveau d'émissions globalement plus élevé que si l'ordre de mérite gaz naturel charbon était inversé.

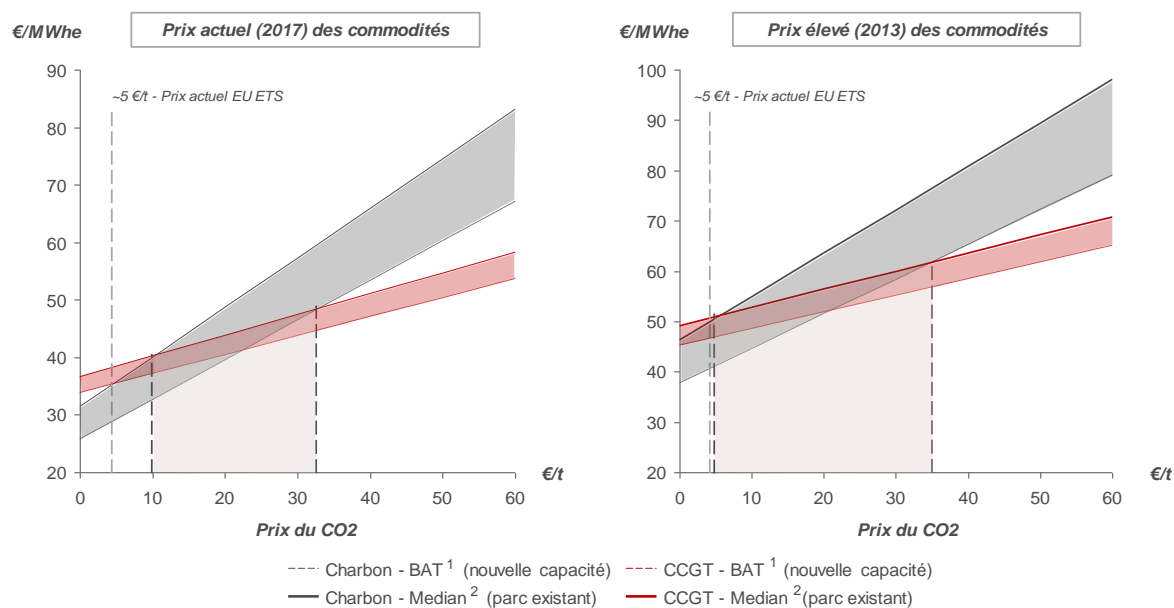
L'augmentation du prix du CO<sub>2</sub> pourrait justement inverser cet ordre en modifiant la compétitivité relative en coût variable du gaz naturel et du charbon et engendrerait ainsi un recours moindre aux centrales charbon. Cet impact potentiel, via une diminution des quotas ou l'instauration d'un prix minimum (prix plancher), est un des principaux arguments en faveur d'une augmentation du prix du CO<sub>2</sub> pour l'industrie de production électrique.

La **figure 11** ci-dessous présente une comparaison des coûts variables de production d'électricité des centrales charbon<sup>22</sup> et gaz naturel européennes en fonction du prix du CO<sub>2</sub>, dans le contexte actuel de prix des commodités (situation de prix faibles par rapport à la moyenne historique) (**graphique de gauche**) et dans un contexte de prix élevés des commodités (situation 2013 – **graphique de droite**)

<sup>22</sup> Les centrales utilisant le lignite (type de charbon avec un pouvoir calorifique moins élevé) comme combustible (présentent notamment en Allemagne et Pologne) ne sont pas considérées ici

Figure 11 - Comparaison des coûts marginaux de production des centrales charbon et gaz (CCG) en fonction du prix du CO<sub>2</sub> et du prix des commodités

#### COMPARAISON DES COUTS MARGINAUX DE PRODUCTION DES CENTRALES CHARBON ET GAZ (CCG) EN FONCTION DU PRIX DU CO<sub>2</sub> ET DU PRIX DES COMMODITES



1) Best Available Technology – hypothèses : rendement charbon : 50%, rendement CCGT : 61%  
 2) Median (parc existant moyen) – hypothèses : rendement charbon : 40%, rendement CCGT : 56%  
 Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Ces résultats montrent que :

- Dans le contexte actuel de prix des commodités (gaz naturel et charbon), le prix du CO<sub>2</sub> sur le marché EU ETS (aujourd'hui proche de 5 €/tCO<sub>2e</sub>) n'est pas suffisant pour « faire passer » le gaz naturel devant le charbon dans l'ordre de mérite économique
- Dans le contexte actuel, un prix du CO<sub>2</sub> *a minima* deux fois plus élevé serait nécessaire pour rendre compétitif les centrales à gaz existantes (CCGT<sup>23</sup>) avec les centrales à charbon existantes les moins performantes<sup>24</sup>
- Dans les deux situations (contexte actuel de prix des commodités et contexte de prix plus élevés comme en 2013), un niveau de prix du CO<sub>2</sub> légèrement supérieur à 30 €/t suffirait à rendre plus compétitives les centrales à gaz existantes par rapport à n'importe quelle centrale charbon, même de toute dernière technologie (avec rendement élevé ~50%).

Une illustration de ces résultats est le cas du Royaume-Uni, en figure 9, qui montre l'augmentation progressive de la part du gaz dans le mix électrique et la diminution de la part du charbon, à partir de 2013, date de mise en place du *Carbon Price Floor*, ayant permis une augmentation des prix du CO<sub>2</sub> pour l'industrie de production électrique.

<sup>23</sup> Cycles Combinés Gaz

<sup>24</sup> Hypothèses d'un rendement charbon de 40% vs. 56% pour les CCGT



Dans son dernier exercice de scénarisation<sup>25</sup>, l'association des transporteurs de gaz européens ENTSG estime à 506 TWh<sup>26</sup> l'écart de consommation de gaz naturel du parc de production électrique entre un scénario « *Coal before Gas* », représentant la situation actuelle où la compétitivité du charbon par rapport au gaz naturel est maintenue, et un scénario « *Gas before Coal* » correspondant à un inversement de l'ordre de mérite économique.

En supposant que la totalité de cette augmentation du recours au gaz soit affectable au remplacement du charbon, l'impact est estimé à 150 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> évitées par an, soit environ 5% du total des émissions européennes de CO<sub>2</sub>.

## 2) Impact du prix du carbone sur la facture électrique des consommateurs

Dans ce paragraphe, l'objectif est d'évaluer, en ordre de grandeur, l'impact qu'aurait, sur la facture du consommateur final français résidentiel, la mise en place d'un prix du carbone à 30 €/tCO<sub>2e</sub> pour le secteur de la production électrique à l'échelle européenne. Nous nous fonderons pour cela sur la structure du tarif réglementé de vente aux clients résidentiels (tarifs bleus base et HC/HP<sup>27</sup>).

Compte tenu de la structure actuelle du tarif réglementé - construit par empilement des coûts - la seule composante du tarif réglementé aujourd'hui dépendant du prix de marché du CO<sub>2</sub> est la **part énergie** du tarif.

En pratique, une augmentation du prix du CO<sub>2</sub> aura aussi un impact à la baisse sur le montant des aides à allouer au développement des ENR (son montant dépendant en effet du surcoût représenté par les obligations d'achats par rapport au prix de marché, plus le prix de marché est élevé, plus le surcoût représenté par les ENR est faible) qui n'est aujourd'hui plus directement payé par le consommateur final d'électricité à la suite de la réforme de la CSPE en 2015.

Nous évaluerons néanmoins cet impact pour le confronter à l'estimation d'augmentation du TRV.

### Impact à la hausse sur le TRV Bleu

La part énergie du TRV bleu résidentiel est fondée sur deux composantes de coûts :

- les coûts liés aux droits ARENH<sup>28</sup> – qui représentent selon le profil clients 81% des volumes (profil client base) ou 63% des volumes (profils clients HC/HP) – correspondant aux volumes de consommation en « base » du client
- les coûts liés au « complément marché » (achat sur le marché des volumes restants) – censés représenter le coût des volumes supplémentaires consommés en heure de pointe et achetés sur le marché de gros de l'électricité (ou produit en propre par l'opérateur historique mais sur un signal prix de marché).

<sup>25</sup> Ten Years National Development Plan 2018

<sup>26</sup> Estimation 2025 de consommation de gaz naturel : scénario « Coal before Gas » : 913 TWh, scénario « Gas Before Coal » 1419 TWh

<sup>27</sup> Heure Creuse / Heure Pleine

<sup>28</sup> Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique



Seul le niveau du second poste de coût (« complément marché ») dépend du prix du CO<sub>2</sub>, le prix de l'ARENH étant aujourd'hui régulé et fixé à 42 €/MWh.

Un prix du CO<sub>2</sub> à 30 €/t (soit ~25 €/t de plus qu'aujourd'hui (2017)) engendrerait une augmentation du coût variable des centrales charbon d'environ 22,5 €/MWh<sup>29</sup> et de ceux d'une centrale gaz (cycle combiné) d'environ 9 €/MWh. Dans un tel schéma, la production gaz naturel serait privilégiée par rapport à la production charbon (cf paragraphe précédent, inversion de l'ordre de mérite économique) à l'échelle européenne.

L'impact réel sur le prix moyen du marché de gros dépend de la marginalité des moyens de production appelés et est donc complexe à évaluer précisément (car variant heure par heure en fonction de l'équilibre offre-demande européen).

En première approche, nous supposons que, suite à cette augmentation du prix du CO<sub>2</sub>, les centrales charbon sont marginales sur le système électrique entre 50% et 100% du temps sur les heures de couverture des volumes du « complément marché » (heures de pointe et semi-base) et fixent donc le prix de marché sur ces heures (la fixation du prix étant réalisée par les cycles combinés gaz lorsque le charbon n'est pas marginal).

Dans cette hypothèse, l'impact sur l'augmentation du prix moyen du « complément marché » peut être évaluée entre ~13 €/MWh (*si charbon 50% marginal*) et 17,5 €/MWh (*si charbon 100% marginal*)<sup>30</sup>.

Cette augmentation du prix de marché impacterait donc (sous les hypothèses explicitées plus haut) la part énergie des TRV Bleu résidentiels d'environ **+2 à 3 €/MWh** pour un client profil base et environ **+7 à 8 €/MWh** pour un client profil HC/HP, soit des hausses respectives de 2% et 7%.

### **Impact à la baisse sur le surcoût des ENR**

La hausse du prix de marché engendrée par une augmentation du prix du CO<sub>2</sub> devrait aussi mécaniquement réduire le surcoût des énergies renouvelables, surcoût compensé avant 2015 directement par le consommateur d'électricité et aujourd'hui compensé par le contribuable à travers le compte d'affectation spécial (CAS).

Les quantités d'électricité liées aux obligations d'achats des ENR sont évaluées par la CRE<sup>31</sup> pour 2018 à ~55 TWh. Une augmentation moyenne du prix de marché de ~10 à 15 €/MWh<sup>32</sup> engendrerait donc une **diminution du surcoût d'environ 550 à 800 M€**<sup>33</sup>. Ramenée aux volumes historiquement soumis à la CSPE (selon l'ancien cadre juridique), cette diminution serait d'environ **1,5 à 2 €/MWh**<sup>34</sup>.

<sup>29</sup> Hypothèse d'un facteur d'émission de 0,9 tCO<sub>2</sub>/MWh pour le charbon et de 0,36 tCO<sub>2</sub>/MWh pour un cycle combiné gaz

<sup>30</sup> Le calcul implique ici : augmentation du coût variable des centrales marginales (charbon +22,5 €/MWh ou gaz +9 €/MWh) moins écart actuel de coût variable entre gaz et charbon (~5 €/MWh) lorsque le charbon est marginal.

<sup>31</sup> Annexe 1 - Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2018

<sup>32</sup> Hypothèse prise légèrement inférieure à l'estimation de l'augmentation du prix de marché sur les heures liées aux volumes de « compléments marchés » (+13 à 17,5 €/MWh) représentant les périodes de pointe (voire semi-base) – cf paragraphe précédent

<sup>33</sup> La diminution serait en réalité limitée sur les volumes d'obligation d'achat des incinérateurs (2 TWh) qui ont un tarif d'achat relativement faible ~56 €/MWh (pour 2016)

<sup>34</sup> En prenant en compte les volumes non assujettis à la CSPE

### **Bilan global**

Ainsi, si l'ensemble des charges liées au développement des ENR était encore financées directement par le consommateur d'électricité (ancien schéma de fonctionnement de la CSPE), l'impact pour un client résidentiel d'un prix du CO2 à 30 €/t serait compris entre **+0,5 à 1 €/MWh** pour un client profil « Base » et **+5,5 à 6,5 €/MWh** pour un client profil « HC/HP ».

Le contexte juridique actuel (lié à la réforme de la CSPE) implique néanmoins que les gains liés à la diminution du surcoût des ENR toucherait les contribuables dans leur ensemble et non directement la facture des consommateurs d'électricité, alors que l'augmentation du prix de marché toucherait directement ces derniers.

**L'impact global d'une fixation du prix du CO2 à 30 €/t serait donc limité en France. Cet effet est dû à la forte proportion d'énergie nucléaire en France (matérialisée par l'Arenh), qui n'émet pas de CO2 et ne serait donc pas concernée par la hausse du prix du CO2. Dans la plupart des autres pays européens, la situation est différente et l'effet d'une hausse des prix du CO2 serait plus important.**

## V. Annexes

### 1) Glossaire

- **AIE** : Agence Internationale de l'Energie (IEA – en anglais)
- **ARENH** : Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique
- **CCG** : Cycle Combiné Gaz naturel
- **CDM** : Clean Development Mechanism
- **COP** : COnterence of the Parties
- **CPF** : Carbon Price Floor
- **CPS** : Carbon Price Support
- **CSPE** : Contribution au Service Public de l'Electricité
- **ENR** : Energies Renouvelables
- **ENTSO-G** : European Network of Transmission System Operators for Gas
- **ETS** : Emissions Trading Scheme
- **GES** : Gaz à Effet de Serre
- **HC/HP** : Heures Creuses / Heures Pleines
- **LTECV** : Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte
- **TRV** : Tarif réglementé de Vente
- **WEO** : World Energy Outlook

### 2) Liste des figures

Figure 1: Répartition des émissions de CO <sub>2</sub> liées à la combustion d'énergie fossile en 2015 par zone géographique, énergie primaire, secteur .....	6
Figure 2 : Scénarios IEA 2017 de demande énergétique et émissions de CO <sub>2</sub> .....	8
Figure 3 : Systèmes de carbon pricing opérationnels et en cours d'implémentation en 2017 .....	11
Figure 4 : Part des émissions mondiales couvertes par des systèmes de carbon pricing .....	11
Figure 5 : Niveaux de prix du carbone en 2017 sur les principaux systèmes .....	12
Figure 6 : Dates de mise en œuvre des systèmes de valorisation du carbone (1990-2018) .....	12
Figure 7 : Synthèse des principaux systèmes mondiaux de « carbon pricing » (2017) .....	13
Figure 8 : Evolution entre 2005 et 2016 du prix du carbone, des quotas et surplus sur l'EU-ETS .....	14
Figure 9 - Evolution entre 2013 et 2016 du mix de production électrique au Royaume-Uni .....	15
Figure 10 - Evolutions à venir sur les systèmes de prix du carbone .....	19
Figure 11 - Comparaison des coûts marginaux de production des centrales charbon et gaz (CCG) en fonction du prix du CO <sub>2</sub> et du prix des commodités .....	21

### 3) Bibliographie

ADEME - 2017 - « Climat, Air et Energie : extraits »

ADEME RTE - 2016 - « Signal Prix du CO<sub>2</sub> : analyse de son impact sur le système électrique européen »

Bloomberg – 2017 – “Cap-and-trade is catching on the Trump Era” UK House of Commons Library, 2016 - “The Carbon Price Floor” Briefing paper

Business Green - 24 June 2016 - “EU carbon price tumbles in wake of Brexit uncertainty”

Climate Journal Climate 2017 5, 70 – 2017 - “Comparison of Carbon Emission Trading Schemes in the European Union and China”

DECC - March 2013 - “Estimated impacts of energy and climate change policies on energy bills”

Energyworld - 2017 – “Four UK power firms call for carbon price floor extension”

Enerpresse – 2017 - “Accord à Bruxelles sur la réforme du marché du carbone”, n° 11947

European Environment Agency - 2017 - Trends and projections in EU-ETS in 2017

Info Compensation Carbone - 2015 - “L'économie du carbone”

International Energy Agency - 2017 - “World Energy Outlook 2017”

International Energy Agency – 2017 – “CO2 emissions from fuel combustion highlights 2017”

ICAP – 2017 – “Emissions Trading Worldwide, Status Report 2017”

ICAP – 2016 - “Canada’s national carbon price plan starting in 2018”

Swedish Energy Agency – 2017 – “Carbon tax – determining the tax rate”

World Bank Group - 2016 – “When it comes to emissions, Sweden has its cake and eats it too”

World Bank Group – 2017- “State and Trends of Carbon Pricing 2017”