

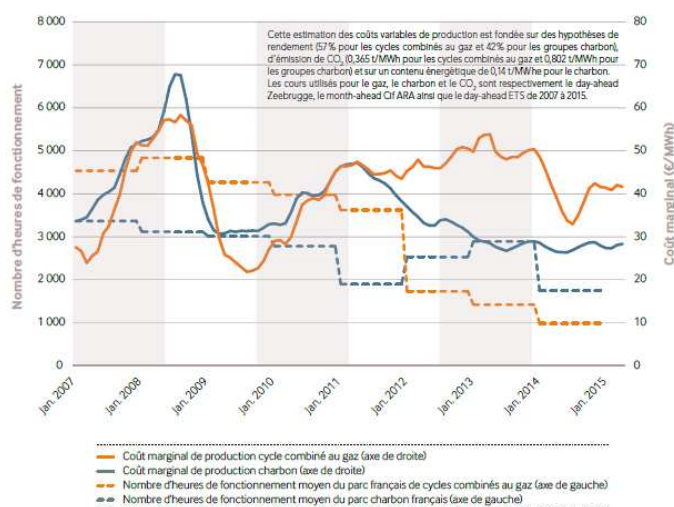
# Instauration d'un prix-plancher du carbone pour le secteur électrique

## Points de repères

### Éléments de contexte

1- En Europe, les émissions de CO<sub>2</sub> dues à la production d'électricité et de chaleur représentent près de 40% des émissions dues à l'énergie. La production d'électricité à partir du charbon est privilégiée actuellement (cf. schéma\*), compte-tenu de la faiblesse des prix sur le marché européen du carbone et du niveau des prix des différents combustibles fossiles.

Estimation des coûts variables de production comparés d'un cycle combiné au gaz et d'un groupe charbon



2- Pour en évaluer l'opportunité économique, il faut premièrement apprécier comment les coûts pris en compte par les opérateurs pour faire leurs choix divergent des coûts sociaux. A cet égard, les coûts marginaux indiqués ci-dessus, qui sont ceux pris en compte pour appeler les centrales, n'intègrent que le prix du carbone établi sur le marché européen des quotas. Le cours de celui-ci fluctue, depuis 2011, entre 5 et 8€/tCO<sub>2</sub>, donc bien en deçà de la valeur de 30€/tCO<sub>2</sub> souvent citée. De plus, la valeur carbone à

considérer pourrait être bien supérieure, un tel niveau de prix ne permettant pas in fine de soutenir une trajectoire 2°C. Des références se situant autour de 50€/t en 2020 et 100€/t en 2030, à l'instar de la trajectoire assignée à la « composante carbone » dans la loi de transition énergétique, conformément aux recommandations des rapports sur la valeur tutélaire du carbone (2008,2013), semblent donc aujourd'hui plus appropriées. Cependant, ceci mériterait d'être réévalué systématiquement dans le contexte post-Accord de Paris.

L'impact « carbone » de cette situation est défavorable sachant que les émissions de CO<sub>2</sub> des centrales à charbon sont très élevées (près de 1 tCO<sub>2</sub>/MWh), plus du double de celles des centrales au gaz (de l'ordre de 0,4t/MWh). Les propositions de prix-plancher du carbone pour le secteur électrique visent, dans ce contexte, à rétablir un ordre d'appel des centrales plus favorable en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>.

L'ordre de mérite efficace socialement placerait ainsi le gaz avant le charbon et il apparaît donc légitime d'essayer de rétablir l'ordre d'appel correspondant. Par exemple, si l'on retient, à titre d'ordre de grandeur<sup>2</sup>, des coûts variables de marché de l'ordre de 25€/MWh pour les centrales à charbon et de 40€/MWh, environ, pour les centrales au gaz, le coût variable « complet » (intégrant le coût pour la société des émissions de CO<sub>2</sub>) de la production d'électricité dans les centrales à charbon serait en effet de

70€/MWh environ, et celui des centrales au gaz inférieur à 60, pour un prix du carbone de 50€/t.<sup>3</sup>

A cet égard, un prix du CO<sub>2</sub> pour les émissions du secteur électrique fixé à 30 euros/t pourrait assurer une certaine parité entre charbon et gaz, sous réserve cependant d'une baisse du prix du gaz, et semble donc un minimum pour garantir l'impact de la mesure. Ceci fixe aussi l'ordre de grandeur du coût à la tonne de carbone évitée de la mesure<sup>4</sup>.

### Recensement des impacts et éléments à prendre en compte pour évaluer les mesures

3- Un tel niveau de prix du carbone pourrait réduire les émissions du secteur électrique européen de 15% environ<sup>5</sup>, du simple fait de l'évolution de l'interclassement des types d'équipement en termes de coûts variables, les cycles combinés à gaz devenant plus compétitifs que les centrales au charbon ou lignite. En effet, les durées d'appel des premiers augmenteraient fortement par rapport à la situation actuelle, celles des seconds étant drastiquement réduites. S'il est suffisant, un relèvement du prix du carbone induit ainsi, dès le court-terme, un moindre recours au charbon, qui permet de diminuer les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique.

4- Toutefois, l'impact carbone évalué au niveau du secteur électrique soumis à la mesure n'est représentatif de l'impact global que si les fuites de carbone<sup>6</sup> demeurent limitées. L'impact dépend ainsi du champ d'application géographique envisagé pour

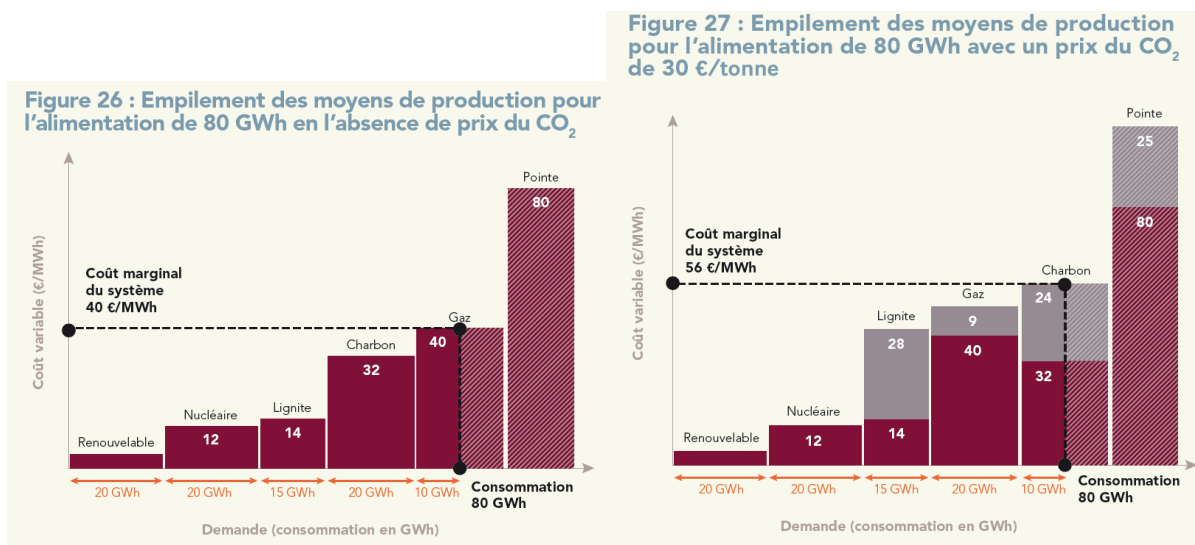
le relèvement du prix du carbone. En particulier, une application limitée au périmètre national impliquerait une augmentation de nos importations d'électricité, essentiellement d'origine fossile, la réduction du recours aux moyens de semi-base nationaux étant en partie compensée par un recours accru à des équipements fossiles étrangers<sup>7</sup>.

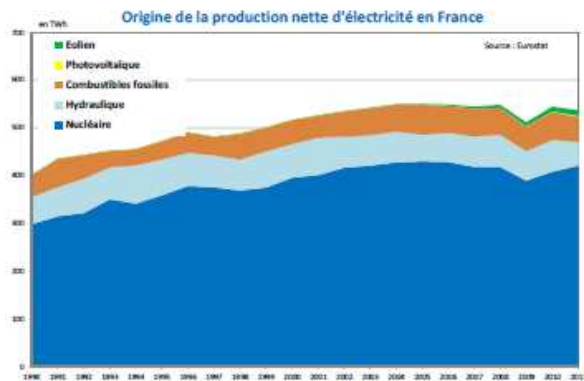
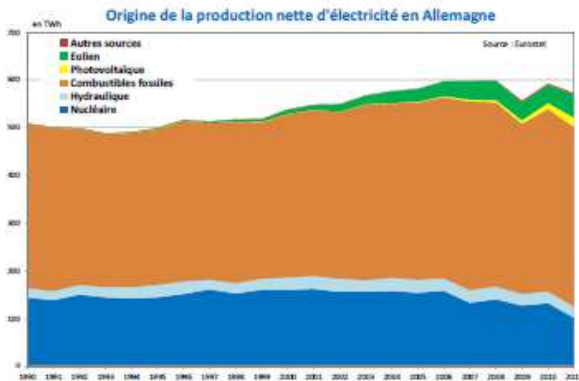
Par ailleurs<sup>8</sup>, si la quantité globale de quotas du marché européen du carbone est maintenue, les réductions d'émissions dans le secteur électrique ont lieu « sous plafond inchangé ». Elles offrent alors la possibilité d'augmenter celles des autres secteurs soumis à ce dispositif. Dans ce cas, l'impact sur les émissions totales est donc neutre, les coûts totaux engagés pour atteindre ce niveau d'émissions étant accrus et la charge de l'effort de décarbonation étant déplacée vers le consommateur d'électricité.

5- A cet égard, le prix de l'électricité se fixant à chaque instant (hors pointe) sur la base du coût variable de l'équipement marginal (i.e. celui dont le coût variable est le plus élevé à l'instant considéré, sachant que la demande à chaque instant est satisfaite en « empilant » les moyens de production en commençant par les moins coûteux à utiliser), le relèvement du prix des émissions se traduirait en effet par une augmentation du prix de l'électricité au moment où les équipements correspondants de semi-base sont « marginaux » (cf. schéma ci-dessous).

En soi, cette hausse est donc conforme à un principe de « vérité des prix ». Une telle tarification permettrait par ailleurs de redonner de la marge pour

#### Schéma : Ordre de mérite et coûts marginaux (exemple fictif, tiré de l'étude RTE/Ademe)





financer les moyens de production fournissant l'électricité de base ou « fatale », décarbonée (nucléaire et renouvelables).

En effet, ces équipements, qui sont caractérisés par de faibles coûts variables et par des coûts d'installation élevés, devraient dégager, en théorie, une marge pendant les périodes de semi-base et de forte demande, les prix étant alors supérieurs à leurs coûts variables. Ce mécanisme permet, normalement, de financer leurs coûts d'investissement et d'entretien. D'autant plus critique que la structure du parc est « décarbonée » (cf. à cet égard, la comparaison France-Allemagne), il est actuellement mis à mal par l'importance des surcapacités disponibles en dehors des périodes de pointe et par la faiblesse du prix des combustibles fossiles qui tirent les prix de gros vers le bas.

6- Un relèvement du prix du carbone dans le secteur électrique s'accompagne donc de transferts significatifs, les Etats et les producteurs électriques, notamment ceux exploitant les moyens de base, bénéficiant de recettes accrues. Les consommateurs (domestiques et industriels) supporteraient, eux, des prix plus élevés, l'impact correspondant allant au-delà de la transmission des coûts<sup>9</sup> compte-tenu des mécanismes de formation des prix décrits ci-dessus.

Ils seraient incités ainsi à réduire ces consommations, notamment au moment où elles sont particulièrement émettrices de carbone. Mais il peut en résulter aussi des pertes de compétitivité. L'idée de se cantonner au secteur électrique, motivée par le gisement important d'abatteurs qu'il recèle et par son absence d'exposition directe à la compétition internationale n'élimine donc pas totalement les risques de « fuites de carbone » hors de l'Union européenne.

7-Compte-tenu de la diversité des impacts à prendre en compte, la transparence de l'étude d'impact des mesures envisagées est donc de particulière importance. En effet, les débats sur l'opportunité économique d'instaurer un prix-plancher du carbone pour le secteur électrique mêlent des questions très diverses, sur :

- les priorités respectives à donner à la tarification du carbone par rapport au renforcement de l'action précoce par d'autres types de mesures;
- les instruments pour mettre en œuvre cette tarification, entre fiscalité et marchés de droits;
- les mesures à mettre en place par rapport aux problèmes de pouvoir d'achat et de compétitivité. De ce point de vue, on retrouve ici les débats habituels que rencontrent tous les projets d'éco-fiscalité incitative, mais particulièrement aigus dans ce cas, compte-tenu de la concentration des impacts sur des acteurs bien précis ;
- le fonctionnement du marché européen du carbone et de celui de l'électricité ;
- les conditions pour engager des actions unilatérales ou initier la constitution de « clubs climatiques » (ce qui indirectement sollicite l'architecture de l'action internationale consolidée par la COP21, au titre de laquelle l'UE constitue une Partie unique).

La multiplicité des arguments échangés par rapport à ces différents niveaux ne facilite pas la mise en lumière des choix et des solutions possibles aux différents problèmes rencontrés. Pour cela, il importe de considérer à la fois les arguments généraux, mais aussi d'objectiver les aspects spécifiques.

Dans ces conditions, l'objectif n'est pas ici de porter un jugement définitif sur les différentes propositions envisageables de prix-plancher du carbone. Il n'y a pas de consensus à cet égard, et il ne peut y en avoir

sachant qu'il s'agit de mesures de « second rang », soumises au feu croisé : de ceux qui relativisent le besoin de tarification du carbone, considérant que les normes ou les subventions aux renouvelables pourraient s'y substituer ; et de ceux qui, au contraire, mettent en avant, pour faire ou ne pas faire d'ailleurs, les inconvénients de sa tarification trop partielle.

En revanche, on peut rappeler les éléments de fait et d'analyse économique à mobiliser pour forger un tel jugement, en sériant les questions. Pour cela, on considère d'abord l'aspect instrumental, puis le contexte européen et, enfin, le cas d'un prix-plancher unilatéral.

### A quoi sert un prix-plancher du carbone ?

8- En théorie, l'introduction d'un mécanisme de prix-plancher dans un marché de quotas d'émissions (« cap and trade ») peut être utile : pour donner de la lisibilité au marché, la crédibilité des promesses sur le prix du carbone étant intrinsèquement fragile ; et pour améliorer la robustesse du signal-prix fourni eu égard aux différents chocs envisageables sur l'offre et la demande de quotas.

Un tel instrument prend particulièrement sens quand on assigne à un tel dispositif un rôle d'orientation des choix à long-terme, des investissements et de l'innovation. Cependant, le « design » du marché européen du carbone, défini jusqu'en 2020 et en cours de définition pour la décennie jusqu'en 2030, ne permet pas vraiment de considérer qu'un tel rôle de long-terme ne lui ait été jamais assigné.

9- En tout état de cause, les propositions de prix-plancher pour le secteur électrique s'inscrivent dans une perspective de plus court-terme, pour corriger les

inconvenients de la compétitivité de marché des centrales à charbon dans le contexte actuel des marchés électriques et carbone. Sur ce dernier point, la question qui est implicitement posée reste donc celle de la faiblesse du prix du CO<sub>2</sub> sur le marché européen de quotas.

A cet égard, aussi bien les travaux d'expertise sur les perspectives du surplus de quota global, que la manière dont les marchés anticipent les prix futurs des quotas suggèrent que, sans réforme structurelle, l'excès de quotas perdurera, et par là, entre autres, l'incitation à privilégier l'utilisation des centrales à charbon.

Une réforme d'ensemble de la gouvernance du quota global<sup>10</sup> apparaît cependant nécessaire pour remédier à cette situation, avec l'introduction de mécanismes effectifs de gestion de la quantité de quotas face aux différents chocs affectant le fonctionnement de ce marché.

La fixation d'un prix-plancher peut constituer seulement un élément d'une telle réforme, afin de caler la vision des acteurs à long-terme.

### Les enjeux d'un relèvement du prix du carbone au niveau européen

10- Pour manifester un engagement fort sur l'évolution que l'on souhaite voir imprimée au prix du carbone, la mise en place d'un mécanisme fixant un prix-plancher du carbone doit donc s'accompagner de propositions convaincantes pour remettre d'équerre l'ETS. Sous cette condition, un tel dispositif (associé éventuellement à un prix-plafond) fait sens au niveau européen, compte-tenu de l'importance des émissions concernées. Le schéma ci-dessous tiré de l'étude RTE-

Figure 1 : Prix du CO<sub>2</sub> sur le marché ETS depuis 2007  
Source : EEX Spot

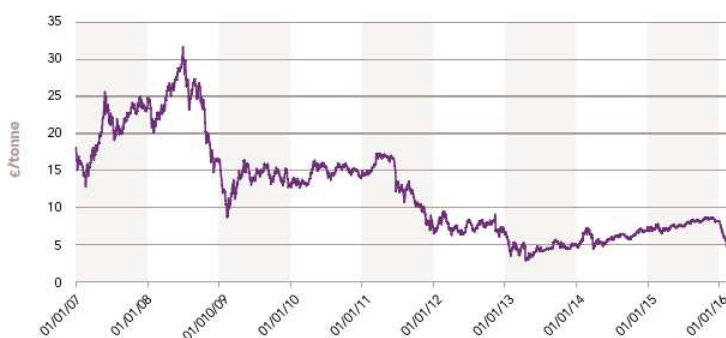
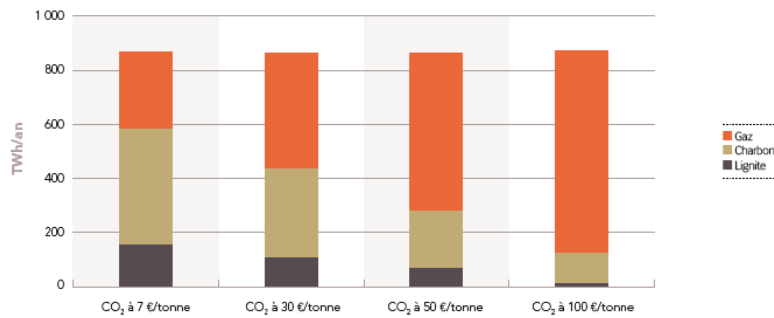


Figure 17 : Production annuelle des centrales au lignite, au charbon et au gaz pour l'ensemble des pays



Ademe, illustre les impacts à en attendre sur l'utilisation des équipements thermiques à flamme.

Pour un prix du carbone fixé à 30€, le gain serait de l'ordre de 100 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an. Si l'on retient une valeur du carbone de 50€/t, le bénéfice net annuel de la mesure (valeur des émissions moins coût pour les obtenir) serait donc de l'ordre de +2 milliards d'euros.

Les modalités pour mettre en œuvre un tel prix du carbone pourraient s'inspirer des dispositifs introduits dans les marchés du carbone de Québec-Californie, ou des grandes villes chinoises, notamment la fixation de « prix de réserve » pour les allocations faites par enchères. Celles-ci devraient être étudiées plus avant, à la fois en termes d'efficacité et redistributifs. L'articulation entre prix-plancher et mécanismes de réserve est cruciale. L'impact sur le revenu des enchères des Etats doit être examiné avec soin.

11- Si ce prix du carbone européen est fixé à un niveau élevé, l'impact sur la compétitivité de certaines industries se trouvant alors en compétition avec celles de pays dont l'ambition de réduction des émissions demeure plus faible ne peut être ignoré.

Dans cette perspective, l'idée de restreindre le mécanisme à l'électricité prend en compte la situation différenciée des différents secteurs couverts par le marché européen du carbone, en termes d'exposition à la compétition extra-européenne. Toutefois, elle ne résout pas totalement les problèmes de compétitivité potentiels car il faut prendre en compte aussi l'impact indirect du prix de l'électricité sur la compétitivité de certaines industries exposées.

Surtout, mieux vaudrait traiter ces problèmes de compétitivité par des instruments d'accompagnement spécifiques : à l'importation, par des mécanismes tarifaires, comme le propose Nordhaus ; à l'exportation, en utilisant une partie de la recette supplémentaire pour maintenir les coûts unitaires de production des industries menacées, mais avec un niveau de « signal-prix carbone » uniforme sur le marché européen.

En effet, tous les gisements d'abattements dont le coût est inférieur à la valeur sociale du carbone doivent être mobilisés, à la fois pour des raisons d'efficacité mais aussi d'acceptabilité de la répartition des efforts.

Par ailleurs, le retour d'expérience dont on dispose sur les conditions d'introduction des prix écologiques montre que les exemptions introduites un jour suppriment justement les incitations à réduire les émissions dans des secteurs particulièrement concernés et sont extrêmement difficiles à démanteler ensuite.

*En résumé, le secteur électrique réduirait massivement ses émissions de CO<sub>2</sub> si le prix du carbone était fixé à un niveau permettant de rétablir l'ordre de mérite entre gaz et charbon. Mais cela doit être vu dans un cadre d'ensemble, en lien avec les discussions sur la réforme du secteur électrique et l'union de l'énergie, et en élargissant la question au-delà du secteur électrique pour ce qui concerne le carbone. La résilience d'ensemble de « l'EU-ETS » doit être restaurée. De plus, la visibilité de la politique européenne en ce domaine doit dépasser maintenant l'horizon 2030 : il est temps d'élaborer une feuille de route à l'horizon 2050.*

## Les controverses associées au cas d'un prix-plancher « unilatéral » pour le secteur électrique

12- L'impact d'une mesure appliquée au seul niveau national (à l'instar de la taxe différentielle mise en place au Royaume-Uni en 2013) est réduit, beaucoup plus qu'à due proportion car le parc électrique français est pratiquement décarboné: ses émissions s'élevaient seulement à 23 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2015. Dans ce contexte, l'étude d'impact d'un tel dispositif doit absolument :

-i- documenter précisément les impacts quantifiables (« de court-terme », cf. annexe 2), en premier lieu sur les coûts et les émissions de carbone y compris les « fuites », puis en termes distributifs et sur la compétitivité, même si leur bilan net est modeste (quelques Mt CO<sub>2</sub>, au final). Ceci est nécessaire à la fois pour mesurer l'ampleur des impacts, et pour ne pas occulter les perdants potentiels (ex ante). Sinon, sachant que la mesure combine essentiellement les effets d'un retrait unilatéral de centrales au charbon, accompagné d'un relèvement des prix de gros de l'électricité, la dimension structurelle risque de passer au second plan derrière les intérêts des acteurs identifiables affectés par les transferts engendrés par la mesure. RTE, qui établit chaque année des bilans prévisionnels offre-demande d'électricité en France dispose de tous les éléments pour mener de telles évaluations (cf. Annexe).

En tout état de cause, dans la mesure où l'objet du dispositif ne peut être que la réduction nette des émissions de CO<sub>2</sub>, l'objection selon laquelle les émissions européennes globales de CO<sub>2</sub> resteront en fait inchangées si le plafond global de quotas n'est pas modifié, mine la lisibilité des objectifs poursuivis. A ce titre, il importe donc que la réduction des émissions nettes du secteur électrique soit « stérilisée ».

-ii- fournir les éléments d'appréciation sur les impacts attendus à plus long-terme (la mesure s'appliquant au niveau européen) et les conditions pour enclencher le processus correspondant, pour établir la crédibilité de la stratégie mise en avant.

En effet, l'appréciation économique sur les propositions de prix-plancher du carbone est plus controversée si leur champ est restreint, en termes sectoriels ou géographiques. Les marchés du carbone et de l'électricité étant européens et ceux de certaines productions industrielles concernées mondiaux un champ limité en réduit les bénéfices directement quantifiables, d'autant plus que s'y ajoutent des risques de « fuites ».

*Le jugement sur une telle mesure dépend donc essentiellement de l'appréciation, plus subjective, portée sur la valeur de l'exemplarité et sur la capacité potentielle du dispositif à enclencher ou appuyer une évolution progressive vers une tarification économique du carbone coopérative, à plus grande échelle.*

1. Cf. Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2015, RTE.

2. Voir aussi l'étude RTE/Ademe : « Signal-prix du CO<sub>2</sub>. Analyse de son impact sur le système électrique européen. » Mars 2016

3. Respectivement : 25+1(50-5à8) ; et 40+0.4(50-5à8)

4. Qui correspond ici au coût de renoncer aux équipements les moins coûteux aux prix du marché, actuellement le charbon.

5. Cf. Etude RTE/Ademe, op.cit.

6. On entend par ce terme toutes les situations où une réduction des émissions dans un secteur se trouve compensée par des accroissements dans d'autres secteurs ou autres régions.

7. Dans ce cas, la réduction des émissions sur le territoire national est compensée à hauteur des deux tiers, environ.

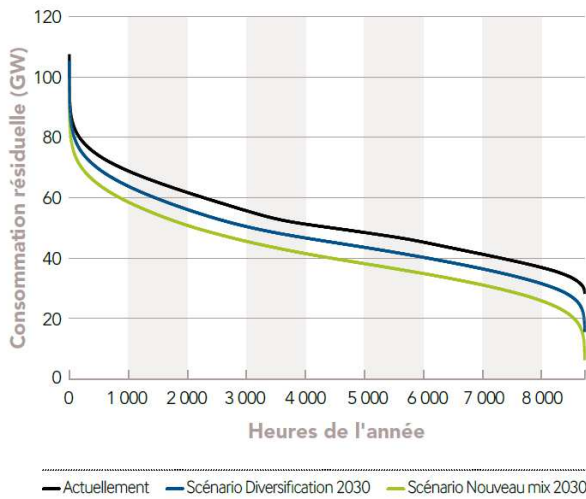
8. Cf. « Un prix plancher du carbone pour le secteur électrique : quelles conséquences », R. Trotignon, B. Solier et C. de Perthuis, CEC, 2015.

9. L'étude RTE-Ademe estime ainsi que, pour un prix du CO<sub>2</sub> s'appliquant au niveau européen, l'impact sur le prix moyen de l'électricité est trois fois plus élevé que celui sur les coûts de production. Pour un prix de la tonne de CO<sub>2</sub> fixé à 30€, l'impact sur les prix français serait de l'ordre de 12€/MWh.

10. Ou alors, un basculement assumé sur l'approche alternative de l'éco-fiscalité, par harmonisation des accises.

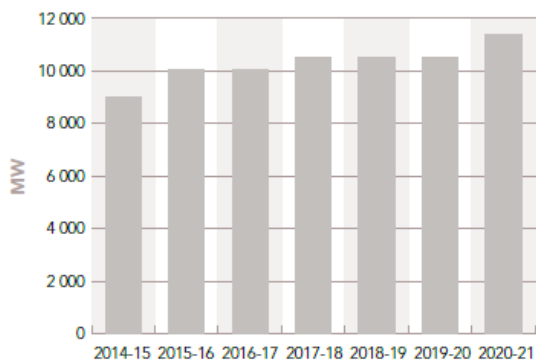
## Annexe 1. Chiffres-clés de l'équilibre du marché électrique français (d'après documentation RTE)

## Monotones de consommation résiduelle en France pour différents scénarios



Puissance installée au 31/12/2015	Puissance MW	Evolution par rapport au 31/12/2014	Evolution	Part du parc installé
Nucléaire	63 130	0,0%	0	48,8%
Thermique à combustible fossile	22 553	-5,9%	-1414	17,4%
dont charbon	3 007	-33,3%	-1500	2,3%
fioul	8 645	+0,3%	+23	6,7%
gaz	10 901	+0,6%	+63	8,4%
Hydraulique	25 421	0,0%	-1	19,7%
Eolien	10 312	+10,7%	+999	8,0%
Solaire	6 191	+16,9%	+895	4,8%
Bioénergies	1 703	+6,6%	+105	1,3%
<b>Total</b>	<b>129 310</b>	<b>+0,5%</b>	<b>+584</b>	<b>100,0%</b>

## Hypothèses d'évolution de la capacité hivernale d'import en France

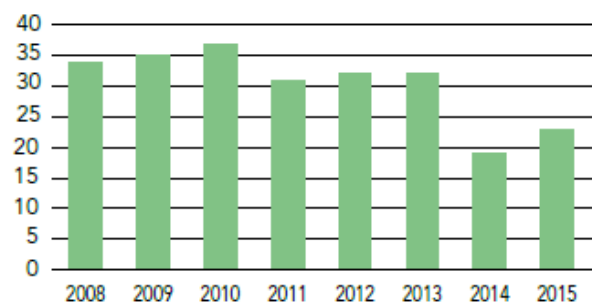


Energie produite	TWh	Variation 2015/2014	Part de la production
<b>Production nette</b>	<b>546,0</b>	<b>+1,1%</b>	<b>100,0%</b>
Nucléaire	416,8	+0,2%	76,3%
Thermique à combustible fossile	34,1	+31,9%	6,2%
dont charbon	8,6	+3,0%	1,6%
fioul	3,4	+5,3%	0,6%
gaz	22,1	+54,8%	4,0%
Hydraulique	58,7	-13,7%	10,8%
dont renouvelable	53,9	-13,7%	9,9%
Eolien	21,1	+23,3%	3,9%
Solaire	7,4	+25,1%	1,4%
Bioénergies	7,9	+4,9%	1,4%
dont renouvelable	5,9	+8,1%	1,1%

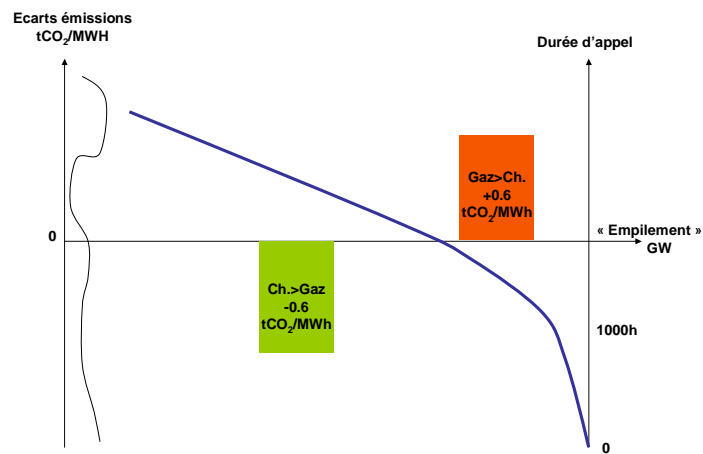
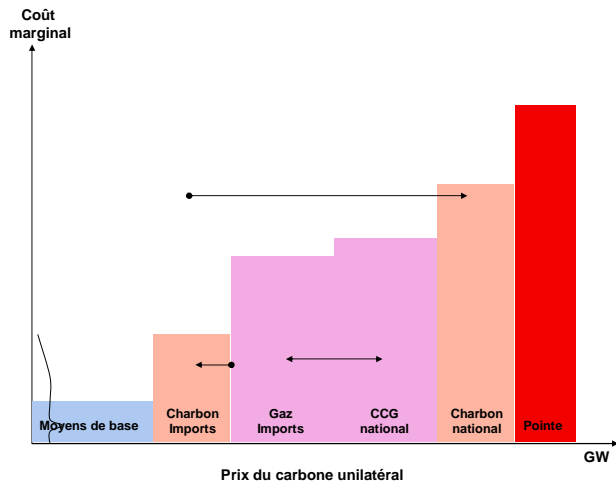
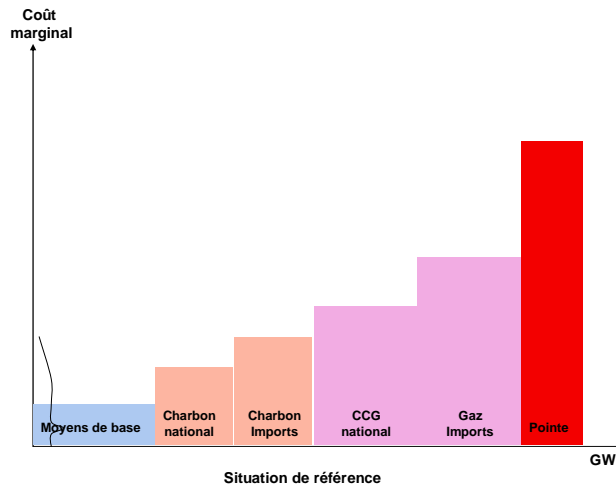
Émissions de CO <sub>2</sub> (millions de tonnes) hors autoconsommation	2015	2014
<b>Production nette</b>	<b>23,1</b>	<b>19,0</b>
Nucléaire	-	-
Thermique à combustible fossile	17,4	13,5
dont charbon	8,2	8,0
fioul	0,9	0,7
gaz	8,4	4,9
Hydraulique	-	-
Eolien	-	-
Solaire	-	-
Autres sources d'énergie	5,7	5,4
dont renouvelable	4,2	3,9

Évolution depuis 2008 des émissions de CO<sub>2</sub> sans prise en compte de l'autoconsommation

Millions tonnes



Annexe 2. Impact CO2 d'un prix carbone unilatéral



Éléments pour évaluer l'impact carbone

**Conseil économique pour le développement durable**  
 Tour Sequoia  
 92055 La Défense Cedex  
 Tel. : 01.40.81.21.22  
**Directeur de la publication**  
 Dominique Bureau