



Rte

Le réseau de l'intelligence électrique

# SIGNAL PRIX DU CO<sub>2</sub>

Analyse de son impact  
sur le système électrique européen

ADEME



Agence de l'Environnement  
et de la Maîtrise de l'Énergie



TOUS ENSEMBLE  
POUR LE CLIMAT  
10001.gouv.fr / 00001



# **SIGNAL PRIX DU CO<sub>2</sub>**

Analyse de son impact  
sur le système électrique européen

MARS 2016



# SOMMAIRE

<b>SYNTHÈSE</b> .....	<b>7</b>
<b>1. LE MÉCANISME DES QUOTAS DE CO<sub>2</sub></b> .....	<b>8</b>
1.1 Les principes de fonctionnement du système d'échange des quotas d'émissions CO <sub>2</sub> .....	8
1.2 Les initiatives européennes et nationales pour remédier à la faiblesse actuelle du prix du CO <sub>2</sub> .....	10
<b>2. DESCRIPTION ET FONCTIONNEMENT DU PARC THERMIQUE EN EUROPE</b> .....	<b>11</b>
2.1 Le parc de production thermique en Europe .....	11
2.2 Les différentes technologies de centrales thermiques et leurs émissions .....	11
2.3 La place des installations thermiques dans la gestion de l'équilibre offre-demande .....	13
2.4 Les coûts de combustible actuels favorisent les centrales au charbon .....	14
<b>3. LE SIGNAL PRIX DU CO<sub>2</sub> MODIFIE L'INTERCLASSEMENT DES CENTRALES THERMIQUES</b> .....	<b>15</b>
<b>4. IMPACT À COURT TERME DU PRIX DU CO<sub>2</sub> SUR LES ÉMISSIONS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE</b> .....	<b>16</b>
4.1 Les principes et hypothèses de modélisation retenues .....	16
4.2 La part du gaz dans le mix énergétique devient prépondérante au fil de l'augmentation du prix du CO <sub>2</sub> .....	18
4.3 Une réduction significative des émissions pourrait être atteinte à partir de 30 €/tonne .....	20
<b>5. IMPACT ÉCONOMIQUE DU PRIX DU CO<sub>2</sub></b> .....	<b>22</b>
5.1 L'impact du prix du CO <sub>2</sub> sur les coûts variables de production du système .....	22
5.2 L'impact du prix du CO <sub>2</sub> sur le prix de marché .....	24
<b>6. UN PRIX ÉLEVÉ DU CO<sub>2</sub> FAVORISERAIT À LONG TERME LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES, DE LA FLEXIBILITÉ ET DU STOCKAGE</b> .....	<b>26</b>
6.1 Présentation du scénario « Nouveau mix 2030 » du Bilan prévisionnel (édition 2014) .....	26
6.2 Le prix du CO <sub>2</sub> accroît la compétitivité des énergies renouvelables et faciliterait leur intégration au marché .....	27
6.3 Le prix du CO <sub>2</sub> facilite l'émergence et la rentabilité de moyens de flexibilité et de stockage .....	28



# SYNTHÈSE

L'accord de Paris signé fin décembre par 195 pays dans le cadre de la COP 21 définit de nouvelles bases pour une collaboration efficace des pays dans la lutte contre le dérèglement climatique. Or le secteur électrique met en œuvre des technologies dont l'impact sur le changement climatique est très variable et dont les investissements, en dehors des soutiens publics aux énergies renouvelables, sont pour l'instant majoritairement guidés par les prix.

Afin d'éclairer la problématique des émissions de gaz à effet de serre, qui s'inscrit pleinement dans les enjeux de la COP21, RTE a engagé en 2015 une étude à partir des modélisations du Bilan prévisionnel. L'ADEME a souhaité également participer à ces travaux et apporter son soutien. Ce document présente des éléments d'analyse sur l'impact du signal prix du CO<sub>2</sub> sur les émissions du système électrique en Europe, sur ses coûts de production, et sur l'évolution de sa structure à moyen terme. Ces éléments ont fait l'objet d'échanges avec les membres de la Commission « Perspectives du réseau » du Comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité, associant aussi bien les ONG environnementales que les principaux acteurs économiques du secteur.

L'analyse développée dans cette étude, permet de souligner les points suivants :

- ▶ **Avec le parc de production actuel, les simulations réalisées montrent qu'il faudrait retenir un prix autour de 30 €/tonne de CO<sub>2</sub> au niveau européen pour diminuer de façon significative (de l'ordre de 100 millions de tonnes par an, soit 15%) les émissions du secteur électrique européen. Un signal prix plus élevé, de l'ordre de 100 €/tonne, permettrait d'atteindre une réduction des émissions de l'ordre de 30%.**

- ▶ **À moyen et long termes, au-delà de ces impacts sur le nombre d'heures de fonctionnement des moyens fossiles, la mise en place d'un prix élevé du CO<sub>2</sub> donnerait un signal favorable à l'investissement dans les énergies renouvelables et pourrait faciliter le développement de la flexibilité et du stockage. Il permettrait notamment d'assurer la rentabilité des centrales gaz, conjointement au développement des énergies renouvelables.**

Cette étude s'appuie sur les hypothèses suivantes :

- ▶ Une relative stabilité des coûts des combustibles par rapport à leur moyenne historique ;
- ▶ Un signal prix du CO<sub>2</sub> homogène au niveau européen, qui – dans un système électrique interconnecté – apparaîtrait plus efficace ;

L'étude apporte également les enseignements suivants :

- ▶ La mise en place d'un prix de CO<sub>2</sub> élevé induit une utilisation accrue du gaz au détriment du charbon comme combustible pour le système électrique européen, la part de la production au gaz dans le mix électrique passant alors de près de 15% actuellement à plus de 40%.
- ▶ L'effet prix de la tonne de CO<sub>2</sub> pourrait induire des hausses importantes sur les coûts variables de production et les prix de marché et in fine sur la facture des consommateurs. Si cet effet peut être positif pour l'environnement en se traduisant par une rentabilité accrue des actions d'efficacité énergétique, il conviendra toutefois d'être attentif aux modalités de redistribution des recettes issues de la régulation du CO<sub>2</sub>, afin de limiter le surcoût qui pourrait peser sur les différents acteurs économiques.

# 1. LE MÉCANISME DES QUOTAS DE CO<sub>2</sub>

La COP21 s'inscrit dans la suite des négociations climatiques qui ont démarré à Rio en 1992 puis se sont prolongées avec le protocole de Kyoto en 2005, le plan de Bali en 2007 et la définition à Copenhague en 2009 d'un objectif commun visant à contenir le réchauffement climatique à 2°C.

En Europe, ces négociations climatiques se sont traduites par la mise en place du Système Communautaire d'Échange de Quotas d'Émissions (ETS en anglais) à partir de 2007 et par la définition d'objectifs ambitieux de réduction des émissions de gaz à effet de serre : respectivement 20% et 40% de réduction aux horizons 2020 et 2030, comparativement à leur niveau de 1990. À l'horizon 2050, un objectif de réduction des émissions d'au moins 80% est également évoqué par la Commission européenne, conformément aux préconisations du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat).

Les émissions de CO<sub>2</sub> concernent essentiellement trois secteurs : le transport, l'énergie et l'industrie. Selon les données publiées par l'AIE, le secteur de la production d'électricité et de chaleur (incluant les cogénérations), qui rentre plus globalement dans celui de l'énergie, représente pratiquement 30% des émissions totales en Europe, soit environ 1 250 millions de tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub> par an. Il est le secteur majoritaire des émissions couvertes par le mécanisme européen des quotas dont il représente environ 66%.

## 1.1 Les principes de fonctionnement du système d'échange des quotas d'émissions CO<sub>2</sub>

Le Système Communautaire d'Échange de Quotas d'Émissions (SCEQE) mis en place en Europe ou « European Union Emissions Trading Scheme » (EU ETS) est le mécanisme d'échange de droits d'émission le plus important dans le monde. Il s'applique au secteur de l'industrie et à celui de l'électricité, ce qui représente plus de 10 000 installations responsables d'environ 50% des émissions de CO<sub>2</sub> de l'Union européenne.

Le mécanisme des quotas de CO<sub>2</sub> fonctionne selon le principe du « cap and trade ». Chaque année, un plafond d'émissions (« cap ») est fixé par l'Union européenne,

les quotas sont ensuite alloués gratuitement ou aux enchères, puis chaque acteur les achète ou les vend au sein d'un marché des quotas d'émissions (« trade »). En fin d'année, les entreprises doivent justifier de la possession de suffisamment de quotas pour couvrir leurs émissions, sous peine de pénalités financières.

Ce mécanisme a fait l'objet d'un renforcement et d'une intégration progressive au cours de ses trois phases d'existence. Si la première phase (2005-2007) a servi de phase pilote, c'est à partir de la seconde phase (2008-2012) que le mécanisme des quotas de CO<sub>2</sub> est devenu réellement opérationnel. Durant cette seconde phase, les quotas ont été alloués gratuitement et ont fait l'objet d'une planification effectuée à un niveau national par chaque État membre. La troisième phase, qui couvre la période 2013-2020, a vu le passage à un mode partiel de quotas mis aux enchères et non plus alloués gratuitement. Le secteur de l'électricité doit, en particulier, désormais acheter l'intégralité de ses quotas tandis que les secteurs les plus soumis à la concurrence internationale font encore l'objet d'allocations gratuites. La quantité globale de quotas fait l'objet d'une réduction de 1,74% chaque année sur cette période.

L'évolution du cours du CO<sub>2</sub> s'est avérée très sensible au contexte économique : en 2008, après avoir brièvement atteint son plus haut niveau autour de 30 €/tonne, le prix du CO<sub>2</sub> a été brusquement divisé par deux sous l'effet de la crise économique. Il a de nouveau plongé en 2011 et 2012, au fur et à mesure que se rapprochait la fin de la deuxième phase et qu'il apparaissait clairement aux yeux des investisseurs que le volume des quotas de CO<sub>2</sub> disponibles sur le marché excédait les besoins. La troisième phase du mécanisme des quotas de CO<sub>2</sub> n'a pas permis de redresser la tendance : le cours du CO<sub>2</sub> est resté proche de 7 €/tonne depuis début 2015.

La remontée légère des prix à partir de 2014 peut s'expliquer par la réduction des quotas de CO<sub>2</sub> disponibles sur le marché, réduction proposée par la Commission européenne, et validée par les États membres et le Parlement dans le règlement du 25 février 2014 et conduisant à reporter l'allocation de 900 millions de tonnes de quotas initialement prévue en 2014, 2015 et 2016.



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

Source : EEX Spot

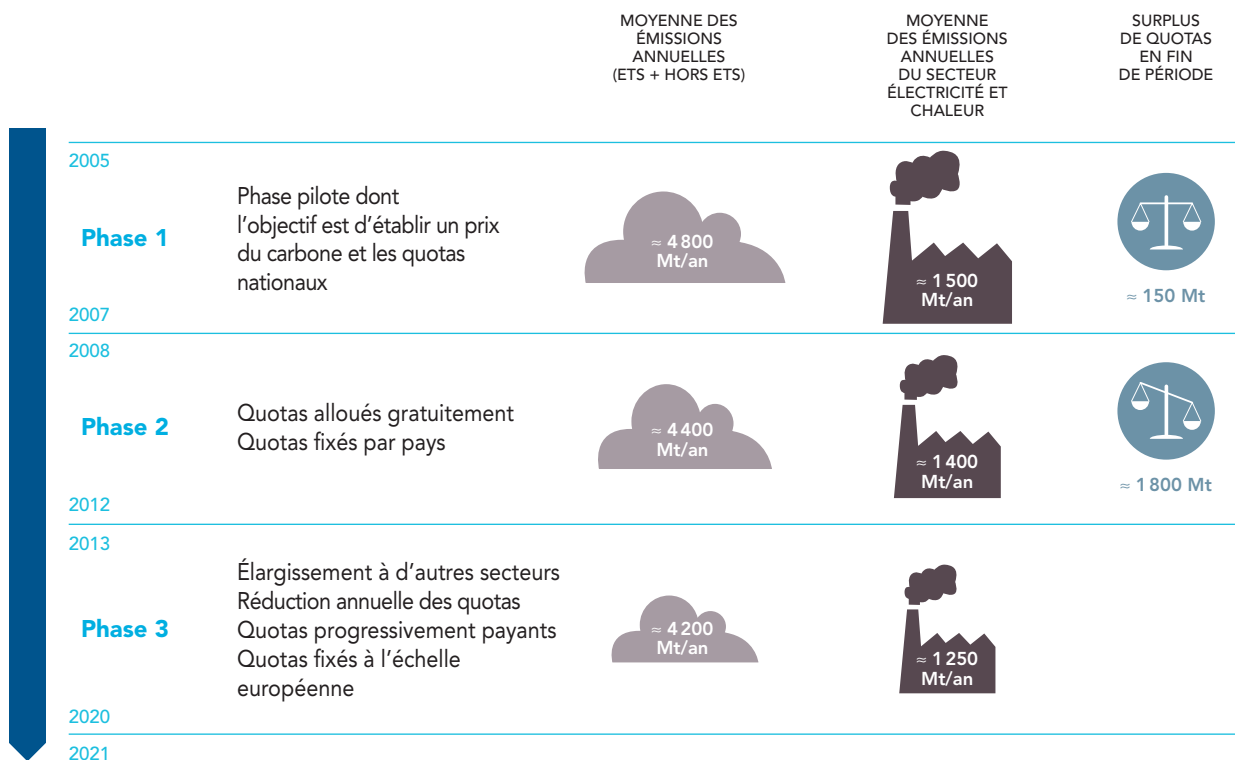


Le marché des quotas de CO<sub>2</sub> reste néanmoins structurellement excédentaire comme détaillé dans le tableau plus bas. À la fin de la seconde phase, l'excédent s'élevait à 1800 millions de tonnes, soit un niveau à peu près équivalent au montant annuel de l'allocation.

**Cet excédent important et la faiblesse persistante du prix des quotas ne permettent pas d'envoyer un signal long terme de nature à orienter définitivement les acteurs économiques vers les solutions les moins émettrices de CO<sub>2</sub>.**

**Figure 2 : Émissions des pays de l'union européenne**

Source : Agence européenne de l'environnement



## 1.2 Les initiatives européennes et nationales pour remédier à la faiblesse actuelle du prix du CO<sub>2</sub>

Des ajustements du fonctionnement du mécanisme des quotas de CO<sub>2</sub> ont été décidés par les instances européennes afin de faire remonter le prix du CO<sub>2</sub>, ils seront mis en œuvre dans les prochaines années :

- ▶ **Une réserve de stabilité de marché** proposée par la Commission européenne, et validée par le Conseil et le Parlement européen en mai 2015 pour une mise en œuvre en janvier 2019, dont le principe est de retirer des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> en période de récession et, à l'inverse, en redistribuer en période de croissance. Cette réserve de stabilité va notamment être abondée par le report des quotas décidé en 2014.
- ▶ **Un durcissement des conditions d'allocation lors de la quatrième phase qui s'étendra sur 2021-2030**, proposé par la Commission européenne en juillet 2015, dans un paquet d'été sur l'énergie, qui doit encore être validé par le Parlement européen et le Conseil. Il vise en particulier à accélérer le rythme de réduction de la quantité globale de quotas de CO<sub>2</sub>, celui-ci passant de 1,74% à 2,2% par an entre 2021 et 2030.

Parallèlement à ces réflexions au niveau européen, plusieurs initiatives nationales ont également été lancées afin de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> :

**En Grande-Bretagne**, un « carbon price floor » (prix plancher du carbone) a été introduit en 2013 pour les installations électriques, il est aujourd'hui fixé à 18 £/tonne pour la période 2016-2020 : les centrales payent une taxe lorsque le prix du CO<sub>2</sub> sur le marché européen est inférieur à cette valeur. Ce dispositif a eu pour effet de rendre compétitive certaines centrales au gaz par rapport au charbon en Grande-Bretagne, et donc de diminuer les émissions nationales. Cependant, cette réduction des émissions se faisant à quota européen inchangé, le dispositif a pour effet de diminuer la valeur du CO<sub>2</sub> sur le marché ETS, et donc indirectement de favoriser les émissions des autres pays en Europe.

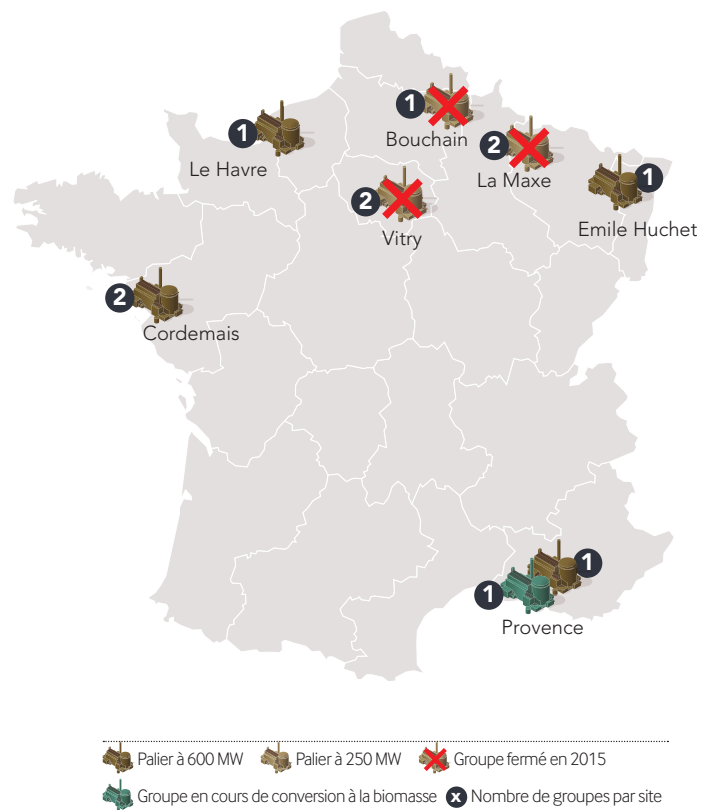
**En Allemagne**, près de 3 GW de centrales au lignite seront retirées du marché entre 2016 et 2019 et mises en réserve. Ces centrales fortement émettrices ne seraient plus utilisées qu'en situation d'urgence sur appel du gestionnaire du réseau de transport d'électricité. La forte réduction de leur

nombre d'heures de fonctionnement contribuerait ainsi à une diminution des émissions en Allemagne. Néanmoins, cette proposition concerne une faible part des centrales au lignite en service (13%) et ne devrait pas permettre de réduire de façon significative les émissions allemandes.

**En France**, le parc de production charbon a d'ores et déjà fortement diminué ces dernières années, avec la fermeture en 2015 des six derniers groupes de 250 MW (dont l'un est en cours de conversion à la biomasse), portant ainsi à 4 GW le volume de centrales fermées entre 2013 et 2015. Ceci a permis de diminuer les émissions du secteur électrique français à un niveau historiquement faible de 19 millions de tonnes en 2014.

Par ailleurs, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte vise une diminution de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre de 40% en 2030 et 75% en 2050 par rapport à 1990. Dans ce cadre, il est prévu que la taxe carbone (couvrant les secteurs non couverts par l'ETS) augmente pour passer progressivement de 14,5 €/tonne en 2015 à 56 €/tonne en 2020 puis 100 €/tonne en 2030.

Figure 3 : Carte des centrales au charbon en France en 2015



# 2. DESCRIPTION ET FONCTIONNEMENT DU PARC THERMIQUE EN EUROPE

## 2.1 Le parc de production thermique en Europe

De façon schématique, si l'on considère les centrales thermiques classiques toujours en service aujourd'hui, trois générations sont présentes en Europe :

- ▶ Les centrales construites dans les années 1970, principalement des centrales au charbon de taille modeste (inférieure à 300 MW), au lignite et au fioul, et qui présentent de faibles rendements (de l'ordre de 35% pour les centrales au charbon et au lignite et de 30 à 35% pour les centrales au fioul) ;
- ▶ Les centrales construites au début des années 1980, essentiellement des centrales au charbon et au lignite de taille plus conséquente (500 à 600 MW), dont les rendements sont de l'ordre de 40% ;
- ▶ Enfin, depuis les années 1990-2000, une génération de centrales au charbon et lignite de rendements élevés, de l'ordre de 46%, ainsi que des cycles combinés au gaz (CCG) présentant des rendements plus élevés que les centrales au gaz conventionnelles : de 45% à près de 60%.

## 2.2 Les différentes technologies de centrales thermiques et leurs émissions

Les centrales au gaz diffèrent des centrales au charbon sur plusieurs points. D'un point de vue technologique, les centrales au gaz récentes (CCG) affichent un rendement plus élevé que celles au charbon en raison de leur double mode de production d'électricité, sous la forme d'une turbine à combustion et d'une turbine à vapeur, tandis que les centrales au charbon ne fonctionnent que sur le seul cycle de la turbine à vapeur. La flexibilité des CCG est par ailleurs bien supérieure à celle des centrales au charbon, ce qui leur permet de contribuer de manière plus optimale au suivi de charge.

Les centrales au gaz présentent également l'avantage par rapport aux centrales au charbon de mieux respecter la qualité de l'air, en étant moins sujettes aux

émissions d'oxyde d'azote et pratiquement dépourvues de rejets d'oxydes de soufre et de particules.

Figure 4 : Émissions maximales de polluants atmosphériques des centrales récentes selon la directive IED

Valeurs limites des émissions (mg/Nm <sup>3</sup> )	SO <sub>2</sub>	NOx	Poussières
Charbon	150-200	150-200	10-20
CCG	-	50	-

La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> liée à un basculement du charbon vers le gaz s'accompagnerait donc d'une réduction significative d'autres polluants atmosphériques.

La dernière technologie de centrales au charbon, dite supercritique, permet, via une température et une pression plus élevées, d'augmenter le rendement et de diminuer l'émission de polluants. Bien que qualifié parfois de « charbon propre », ce type de centrale continue néanmoins à émettre des polluants.

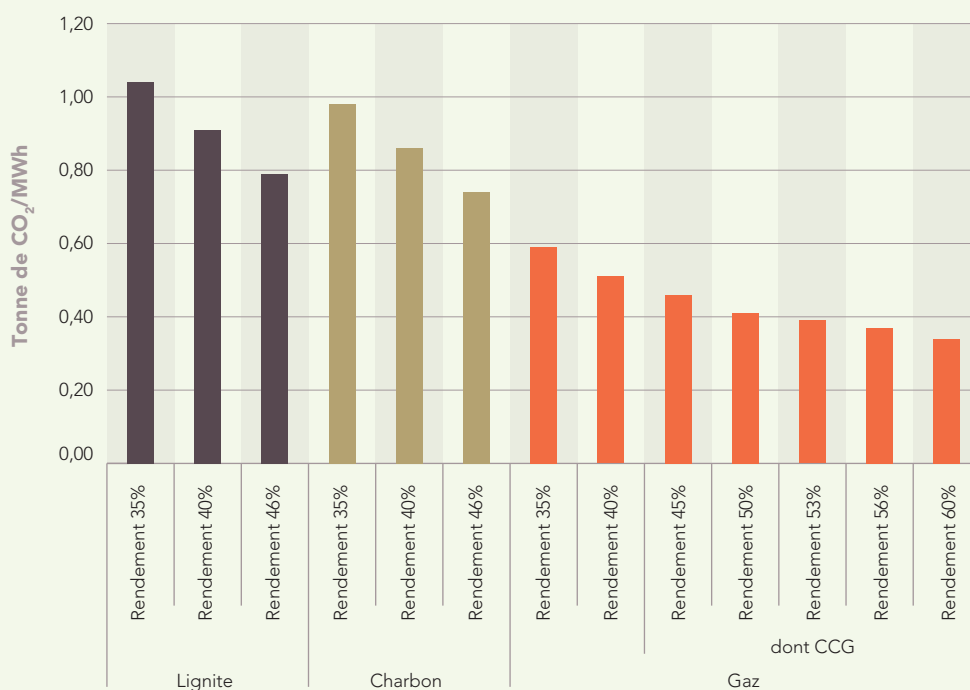
Les installations au lignite forment une catégorie spécifique des centrales au charbon. Le lignite est un charbon à faible pouvoir calorifique. Cette caractéristique le rend peu intéressant à transporter d'un point de vue économique : il n'y a donc pas contrairement au charbon classique de marché ni d'échanges commerciaux de lignite. En revanche, il peut être intéressant de localiser sur le même site unité de production électrique et mine de lignite. Les coûts de fonctionnement d'une telle installation sont alors faibles, rendant cette production particulièrement compétitive, bien que ses émissions de polluants soient supérieures aux autres formes de production fossile.

## + Les émissions de CO<sub>2</sub> des centrales thermiques

Le type de combustible brûlé par une centrale détermine au premier ordre ses émissions de CO<sub>2</sub>. Ainsi, à rendement énergétique similaire, un cycle combiné au gaz émet environ 40% de CO<sub>2</sub> de moins qu'une centrale au charbon.

Le rendement des centrales, qui détermine la quantité de combustible nécessaire à la production d'un MWh électrique, est également d'importance : un cycle combiné au gaz de technologie récente, et donc à rendement élevé, émet 35% de CO<sub>2</sub> de moins qu'une centrale au gaz conventionnelle plus ancienne.

Figure 5 : Émissions de CO<sub>2</sub> des centrales électriques



### 2.3 La place des installations thermiques dans la gestion de l'équilibre offre-demande

La gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité repose sur une logique de préséance économique qui définit « l'ordre d'appel » ou « interclassement » des groupes de production. Il s'agit de faire appel aux différentes unités disponibles en fonction de leurs coûts variables de production<sup>1</sup> croissants. Indépendamment de leurs coûts d'investissement initial, les centrales dont les coûts variables de production (essentiellement les coûts de combustible et des émissions de CO<sub>2</sub>) sont les plus bas fonctionnent donc en continu, ou « en base », tandis que les moyens les plus chers ne sont sollicités que lors des pointes de consommation. Entre les deux, les moyens de « semi-base » fonctionnent entre 1 000 h et 5 000 h par an.

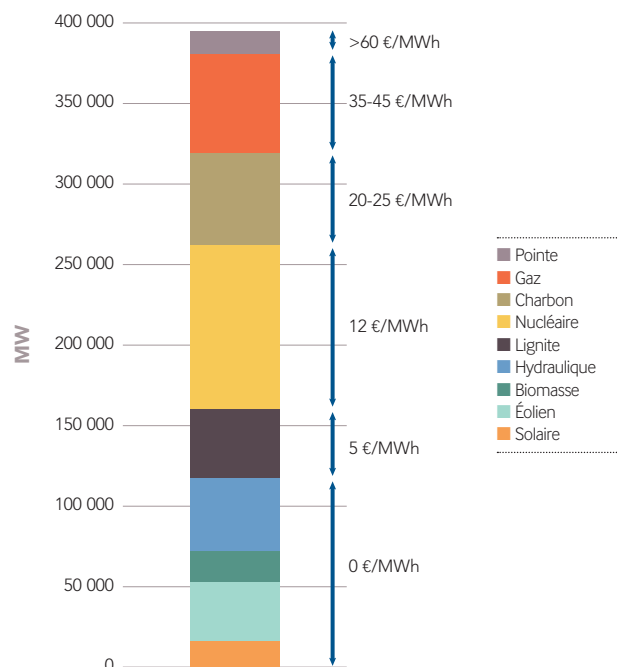
Selon ce principe, les productions d'origine nucléaire, hydraulique<sup>2</sup> et d'autres sources renouvelables, ayant des coûts variables faibles, sont utilisées au maximum de leur disponibilité.

Les autres moyens de production fonctionnant en base ou en semi-base sont les centrales thermiques à combustibles fossiles. En Europe, ce sont pour l'essentiel des CCG et des centrales au charbon. Ces centrales diffèrent notamment par leur compétitivité économique, actuellement à l'avantage des centrales au charbon, et par leur impact environnemental, à l'avantage du gaz.

Les installations de pointe sont des centrales au fioul ou au gaz. Leurs durées de fonctionnement sont très faibles et ne pèsent que marginalement dans les émissions du secteur électrique.

L'interclassement actuel des moyens de production en Europe est illustré, pour une heure donnée, par l'exemple d'empilement suivant, les filières étant appelées par ordre de coût croissant.

Figure 6 : Exemple d'empilement par coûts variables en l'absence de prix du CO<sub>2</sub>



1. Les coûts de production d'une centrale sont constitués de coûts fixes (principalement, coûts de construction de la centrale) et de coûts variables, exprimés en €/MWh, ces derniers déterminant l'ordre de démarrage des groupes.
2. Le fonctionnement de la production hydraulique étant également déterminée par une problématique de gestion des stocks.

### 2.4 Les coûts de combustible actuels favorisent les centrales au charbon

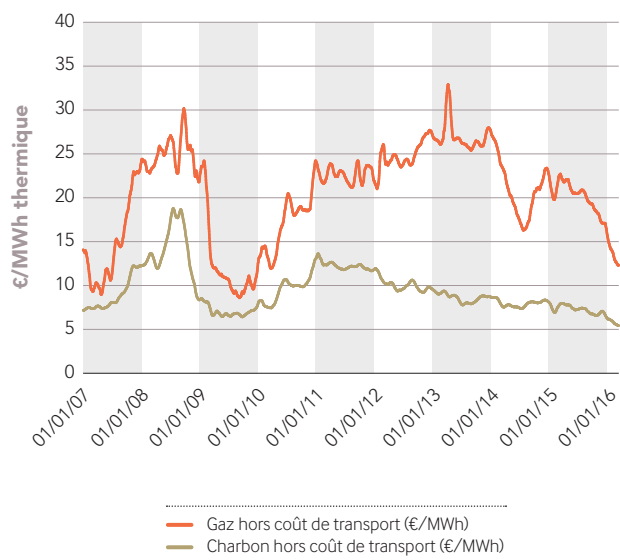
À l'exception de début 2007 et de mi-2009, le charbon est systématiquement plus compétitif que le gaz et son avantage s'est encore accru en Europe depuis 2010 sous l'effet du développement des gaz de schiste aux États-Unis (ayant entraîné une forte baisse des cours du charbon dans le reste du monde) et d'un développement des achats de gaz au Japon pour compenser l'indisponibilité des groupes nucléaires. Cette compétitivité du charbon s'observe aussi dans la production de chaleur où la différence est encore plus marquée.

Les coûts variables de production sont ainsi, au vu des prix des combustibles actuels et en l'absence de signal prix CO<sub>2</sub>, particulièrement faibles pour les centrales au lignite (de l'ordre de 5 €/MWh) et nettement inférieurs pour les centrales au charbon (25 €/MWh) que pour les centrales au gaz (40 €/MWh). Il est donc plus intéressant économiquement de faire appel aux centrales au lignite et au charbon, y compris les plus anciennes.

Sans signal prix du CO<sub>2</sub>, les durées de fonctionnement des centrales au charbon, sont donc bien plus élevées que celles des centrales au gaz. Cette situation semble

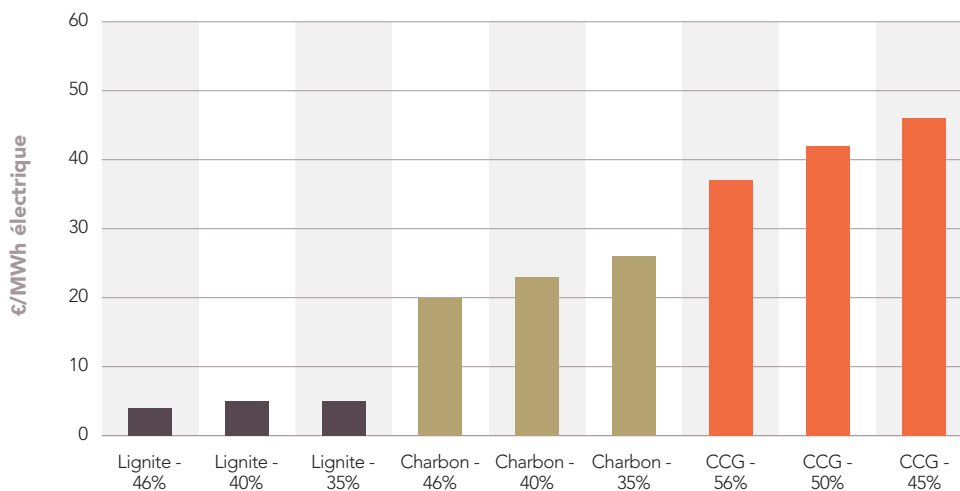
Figure 7 : Évolution des prix du MWh thermique (PCI<sup>3</sup>) du charbon et du gaz en Europe depuis 2007

Sources : CIF ARA pour les prix du charbon et TTF Spot pour les prix du gaz



durable car bien que très variable d'une année à l'autre, le différentiel de prix entre le gaz et le charbon en Europe est, depuis plusieurs années, nettement favorable aux centrales au charbon.

Figure 8 : Coûts variables de production des centrales thermiques classiques en l'absence de prix du CO<sub>2</sub>

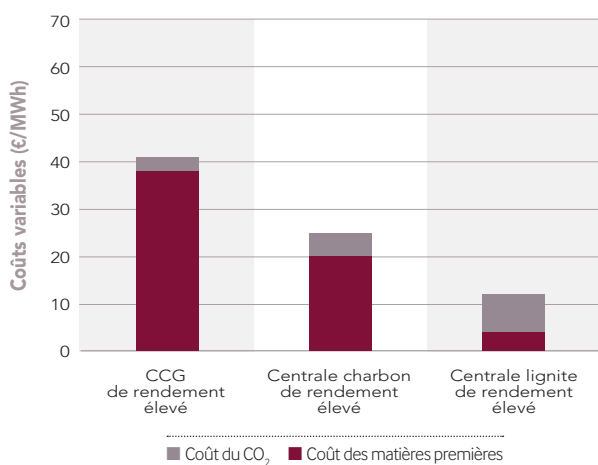


3. PCI : pouvoir calorifique inférieur

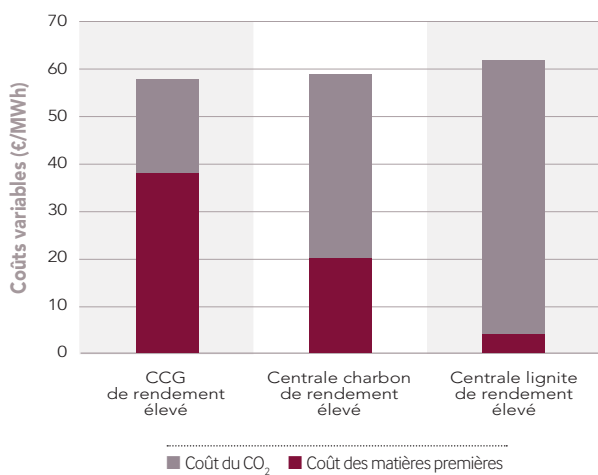
# 3. LE SIGNAL PRIX DU CO<sub>2</sub> MODIFIE L'INTERCLASSEMENT DES CENTRALES THERMIQUES

La mise en œuvre d'un signal prix du CO<sub>2</sub> permet d'augmenter le coût variable de production des centrales thermiques de façon à réduire la compétitivité des centrales les plus émettrices au profit de celles qui le sont moins. Les exemples ci-contre présentent la décomposition du coût variable de production pour des centrales au gaz, au charbon et au lignite.

**Figure 9 : Au prix du CO<sub>2</sub> actuel (7 €/tonne), le charbon est plus compétitif que le gaz**



**Figure 10 : Au-delà d'une certaine valeur du CO<sub>2</sub> (50 €/tonne), le gaz devient compétitif**



Avec un prix du CO<sub>2</sub> bas, les centrales au charbon et au lignite sont plus compétitives que les centrales au gaz. Au-delà d'une certaine valeur du CO<sub>2</sub>, les coûts de production des centrales au charbon et au lignite vont progressivement s'aligner sur ceux des centrales au gaz : il y a modification de l'interclassement économique des groupes. Les centrales au gaz verront leur nombre d'heures de fonctionnement augmenter aux dépens de celles au charbon et au lignite, ce qui réduira globalement les émissions de CO<sub>2</sub>. On observe que, le prix du lignite étant très faible, les coûts variables des centrales au lignite sont composés pour l'essentiel du prix du CO<sub>2</sub>.

La valeur du CO<sub>2</sub> permettant d'inverser les coûts des groupes gaz et charbon dépend du rendement des centrales d'une part (volumes relatifs de combustible pour obtenir le même kWh) et des coûts des combustibles d'autre part. À titre d'exemple :

- ▶ Si l'on considère une hypothèse de prix du gaz et du charbon du début d'année 2015, les centrales au gaz à rendement élevé deviennent compétitives par rapport aux centrales au charbon à rendement élevé à partir d'un prix du CO<sub>2</sub> de 50 €/tonne, et par rapport aux centrales au charbon à rendement faible à partir d'un prix du CO<sub>2</sub> de seulement 22 €/tonne.
- ▶ Si l'on considère une diminution de 15% du prix du gaz, les centrales au gaz à rendement élevé deviennent compétitives par rapport aux centrales au charbon à rendement élevé à partir d'un prix du CO<sub>2</sub> de 35 €/tonne.

Il n'existe donc pas de prix unique du CO<sub>2</sub> permettant de modifier l'interclassement des centrales au gaz et au charbon : **cette valeur n'a de sens que dans un contexte de prix des combustibles donné, et pour une technologie donnée de centrales.**

En outre, compte tenu de la diversité des rendements et des caractéristiques des centrales présentes en Europe, l'effet d'une augmentation du prix du CO<sub>2</sub> sur la modification de l'interclassement des groupes sera progressif : plus le prix du CO<sub>2</sub> sera élevé, plus l'inversion de l'interclassement gaz/charbon concernera un nombre élevé de groupes.

# 4. IMPACT À COURT TERME DU PRIX DU CO<sub>2</sub> SUR LES ÉMISSIONS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE

## 4.1 Les principes et hypothèses de modélisation retenues

Une analyse du fonctionnement du système électrique pour 13 pays de l'ouest de l'Europe, dont les émissions de CO<sub>2</sub> représentent environ 70% des émissions de l'Union européenne, a été réalisée à partir de la modélisation retenue dans le Bilan prévisionnel 2015<sup>4</sup> publié récemment par RTE. En conséquence, certains pays fortement émetteurs de l'est de l'Europe (Pologne et République tchèque notamment, disposant d'un parc important de centrales au charbon) ne sont pas modélisés.

Figure 11 : Périmètre modélisé



4. [www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel](http://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel)

Cette analyse repose sur une approche probabiliste de simulation de l'offre et de la demande au pas horaire sur une année entière. La simulation prend en compte les principaux événements affectant l'équilibre offre-demande (indisponibilités des groupes de production, aléas climatiques affectant la production éolienne et solaire, vagues de froid entraînant des variations de la puissance appelée, apports hydrauliques variables...), ainsi que les capacités d'échange entre pays (interconnexions électriques).

Des séries horaires de courbes de charge et de production sont ainsi constituées et un nombre suffisamment élevé d'années de fonctionnement sont simulées afin de fournir des résultats statistiques significatifs. In fine, l'analyse menée dans le cadre de cette étude permet de déterminer l'impact que peuvent avoir différents paramètres économiques (hypothèses de coûts des combustibles, scénarios de prix du CO<sub>2</sub> amenant différents interclassements) sur le volume annuel d'électricité produit par filière et donc l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub>. **Il s'agit d'une analyse à parc actuel, correspondant aux hypothèses de parc installé du Bilan prévisionnel sur l'année 2015-2016, donc axée sur les effets à court terme du signal prix du CO<sub>2</sub>.**

Sur le périmètre modélisé, il existe une grande diversité de technologie, la figure 12 illustre le parc thermique installé pour les filières lignite, charbon et gaz sur l'ensemble des 13 pays.

Sauf mention explicite, l'hypothèse retenue de prix des combustibles est 6,7 €/Mbtu pour le gaz et 83 \$/tonne pour le charbon. Différents scénarios de prix de CO<sub>2</sub> sont étudiés, induisant une modification progressive de l'interclassement et donc du démarrage des centrales au charbon et au gaz (figure 13).

Les prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> sont considérés ici harmonisés entre les différents pays, le prix plancher du CO<sub>2</sub> introduit depuis 2013 en Grande-Bretagne n'est donc pas pris en compte.



Figure 12 : Panorama des centrales au charbon, au lignite et au gaz dans l'ouest de l'Europe

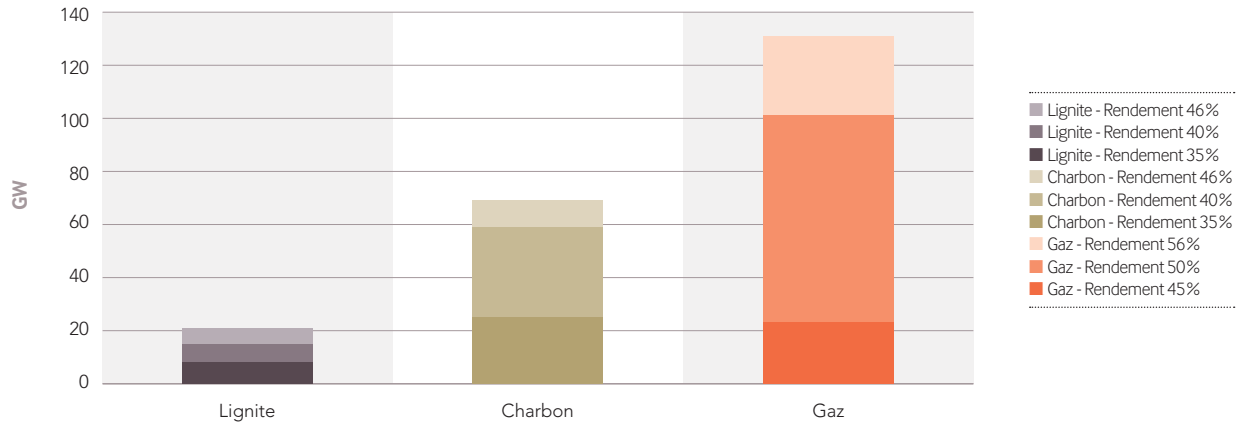
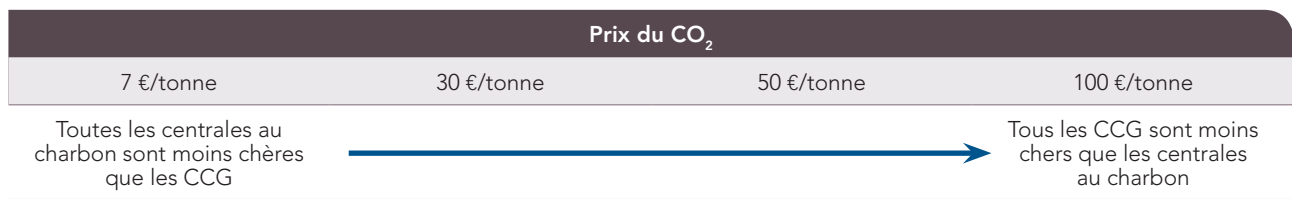


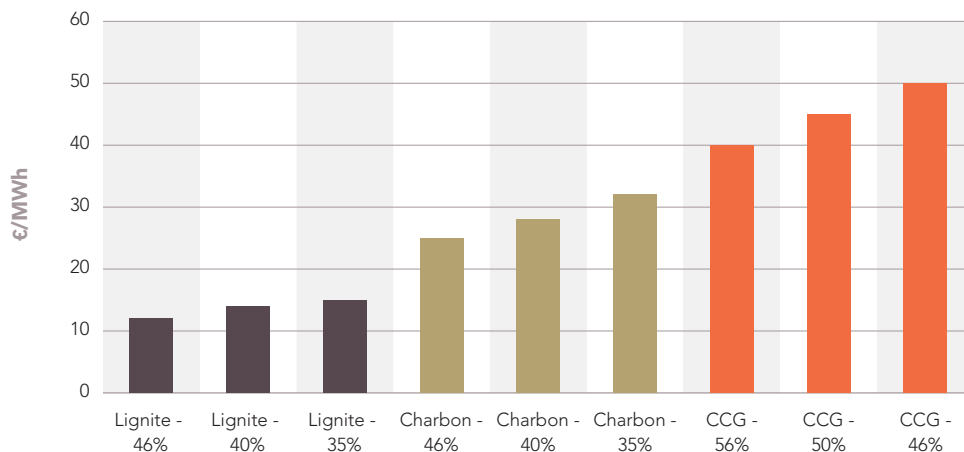
Figure 13 : Scénarios de prix du CO<sub>2</sub>



Les graphes suivants présentent des exemples d'interclassement obtenus pour les scénarios extrêmes et pour un scénario intermédiaire à 30 €/tonne.

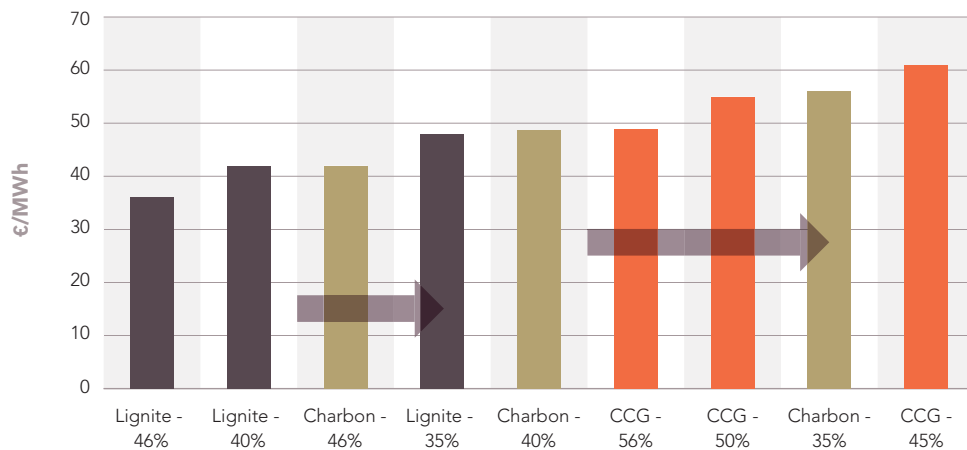
Figure 14 : Interclassement avec prix du CO<sub>2</sub> à 7 €/tonne

Toutes les centrales au charbon et au lignite sont plus compétitives que les CCG



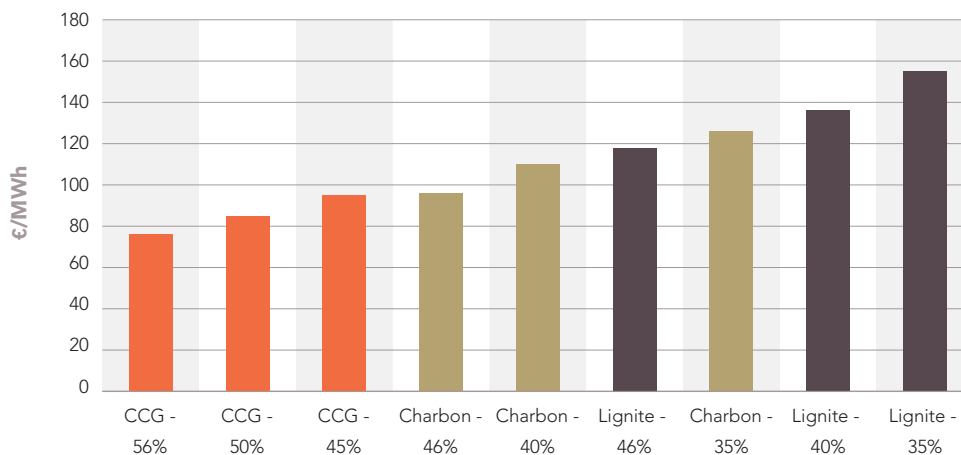
**Figure 15 : Interclassement avec prix du CO<sub>2</sub> à 30 €/tonne**

Les CCG de rendement élevé et moyen sont plus compétitifs que les centrales au charbon de rendement faible



**Figure 16 : Interclassement avec prix du CO<sub>2</sub> à 100 €/tonne**

Tous les CCG sont plus compétitifs que les centrales au charbon et au lignite



## 4.2 La part du gaz dans le mix énergétique devient prépondérante au fil de l'augmentation du prix du CO<sub>2</sub>

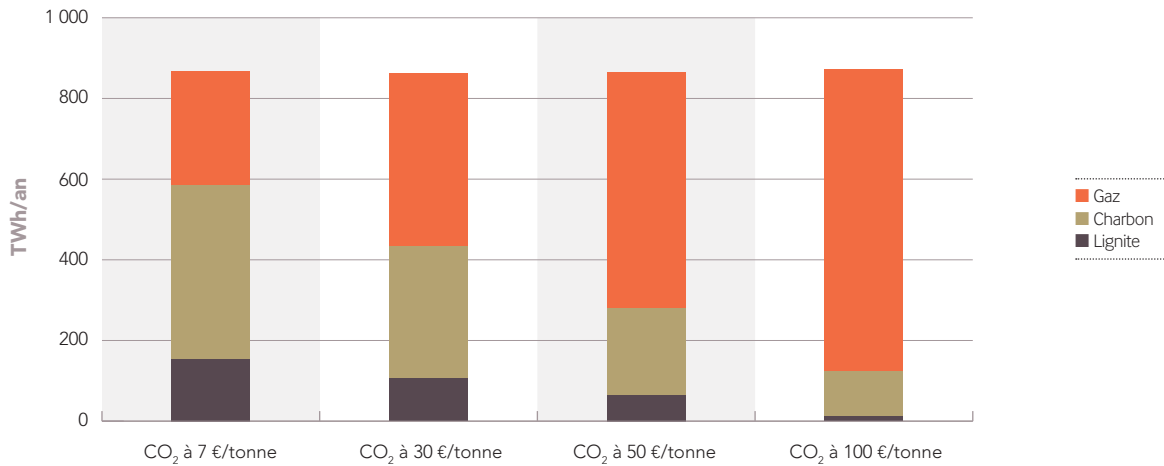
Le graphe suivant illustre l'évolution de la production à mesure que l'on augmente le prix du CO<sub>2</sub> et donc que l'on modifie l'interclassement des centrales thermiques.

De 32% actuellement, la part des centrales au gaz dans la production thermique classique (gaz, charbon, lignite et fioul) atteint 85% pour un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/tonne, sa part dans le mix énergétique global (incluant également

les autres modes de production : nucléaire, renouvelable, pointe...) passant alors de 16% à 42%. La production d'électricité à base de charbon et de lignite ne disparaît pas totalement et se maintient à environ 125 TWh/an. Il s'agit de situations :

- ▶ pour lesquelles toute la production est démarrée, indépendamment de l'interclassement des groupes (situations de forte consommation par exemple),
- ▶ de limitations à l'import depuis certains pays (qui ne peuvent bénéficier en totalité de la production au gaz, moins chère, disponible en Europe et doivent faire appel à certaines de leurs centrales au charbon).

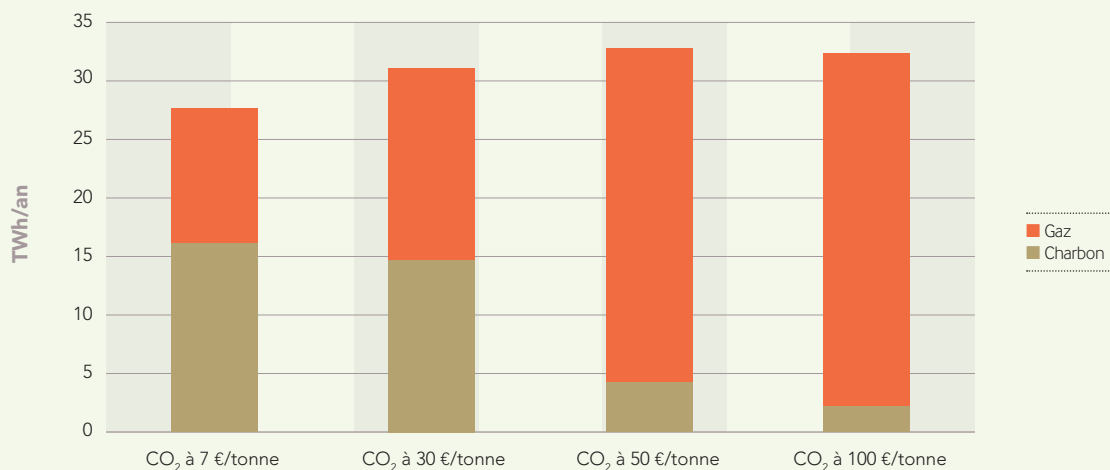
**Figure 17 : Production annuelle des centrales au lignite, au charbon et au gaz pour l'ensemble des pays**



**Zoom sur l'évolution des émissions et de la production en France**

En France, on observe une augmentation globale de la production thermique (et donc des exports) à mesure que le prix du CO<sub>2</sub> augmente : devenues plus compétitives, les centrales au gaz en France fonctionnent en lieu et place de centrales charbon en France, mais trouvent également de nouveaux débouchés dans les autres pays.

**Figure 18 : Production annuelle des centrales au charbon et au gaz en France**



Ces deux effets (diminution de la part du charbon dans le mix énergétique et augmentation globale de la production) expliquent la relative stabilité des émissions en France par comparaison à l'évolution observée dans les autres pays.

### 4.3 Une réduction significative des émissions pourrait être atteinte à partir de 30 €/tonne

La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> atteint un maximum de l'ordre de 220 millions de tonnes par an, soit une réduction d'environ 33% des émissions du secteur électrique, pour un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/tonne.

Une analyse de sensibilité à plusieurs hypothèses de prix des combustibles, basées sur des moyennes annuelles historiques et détaillées figure 20, a été réalisée afin d'estimer la dynamique de réduction des émissions. Les résultats sont présentés figure 21.

La variabilité des prix des matières premières induit une forte incertitude sur l'impact du prix du CO<sub>2</sub>. Ainsi, un prix du CO<sub>2</sub> de 40 €/tonne entraîne une réduction des émissions pouvant aller de 8% à 28%, selon les cours respectifs envisagés du charbon et du gaz.

Si l'on considère une hypothèse moyenne de prix des combustibles, la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique devient perceptible à partir de 15-20 €/tonne. Une réduction de pratiquement 15% est atteinte à partir de 30 €/tonne, ce qui correspond à un peu moins de la moitié des gains attendus pour des valeurs très élevées du CO<sub>2</sub>.

Figure 19 : Émissions annuelles pour l'ensemble des pays modélisés

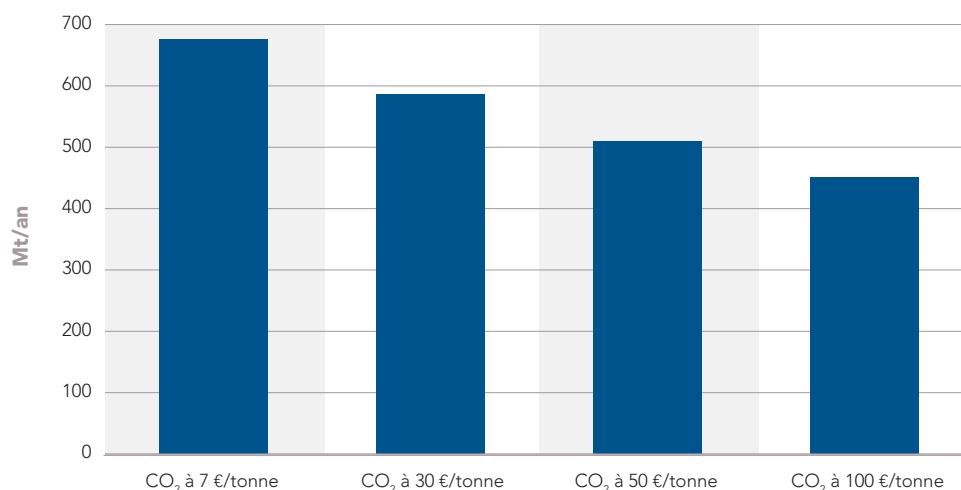
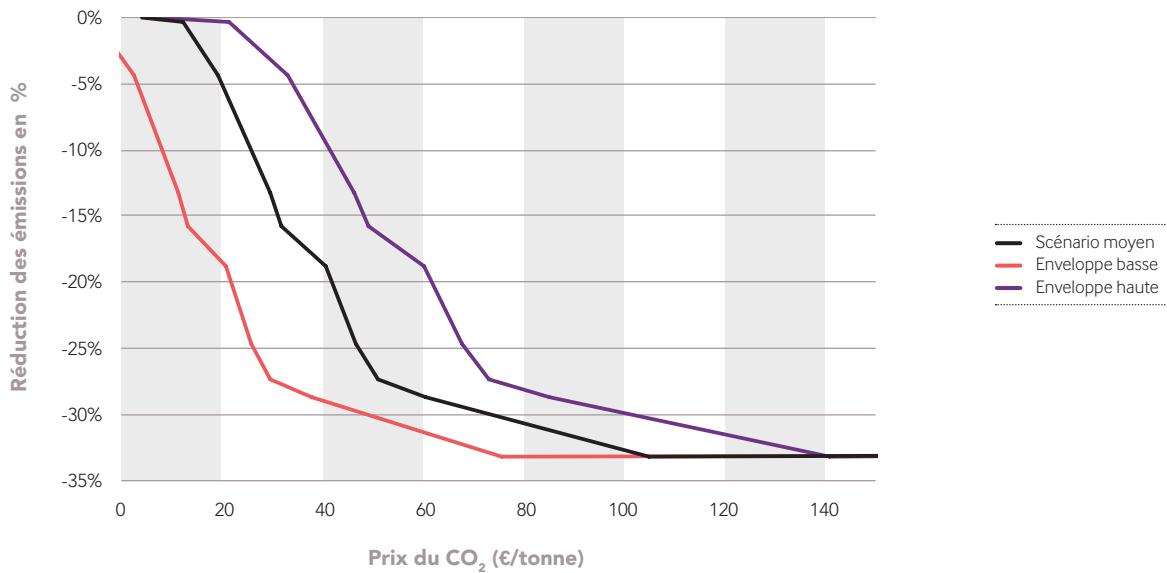


Figure 20 : Historiques de prix des combustibles

Sources : CIF ARA pour les prix du charbon et TTF Spot pour les prix du gaz (moyenne annuelle)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Prix du gaz (€/Mbtu)	5,1	6,6	7,3	7,9	6,1	5,8
Prix du charbon (\$/tonne)	92	121	92	82	75	57

**Figure 21 : Évolution des émissions pour l'ensemble des pays modélisés**  
(comparativement à une situation de prix du CO<sub>2</sub> à 7 €/tonne)



**Figure 22 : Chiffres-clés des réductions des émissions avec une hypothèse moyenne de prix des combustibles**  
(comparativement à une situation de prix du CO<sub>2</sub> à 7 €/tonne)

Prix du CO <sub>2</sub>	Réduction des émissions
20 €/tonne	-5%
30 €/tonne	-15%
40 €/tonne	-20%
50 €/tonne	-25%
70 €/tonne	-30%
> 100 €/tonne	-33%

# 5. IMPACT ECONOMIQUE DU PRIX DU CO<sub>2</sub>

L'impact économique associé à une augmentation du prix du CO<sub>2</sub> est une question clé pour les acteurs du système électrique dans leur ensemble. Elle se pose en des termes différents selon les catégories d'acteurs : les consommateurs finaux seront attentifs à l'évolution du prix de leur facture d'électricité ; les producteurs d'électricité seront soucieux, quant à eux, de l'évolution de leurs coûts de production et des conditions de mise sur le marché de l'énergie produite, déterminantes pour assurer la rentabilité de leurs installations.

Pour éclairer cette problématique, l'étude menée consiste à apprécier l'impact du prix du CO<sub>2</sub> sous un double prisme :

- ▶ l'impact sur les coûts variables de production de l'ensemble du système ;
- ▶ l'impact sur le prix de l'électricité résultant sur les marchés spot.

Dans les deux cas, l'analyse se limite au seul impact à court terme de la hausse des prix du CO<sub>2</sub>, puisque l'on raisonne à parc de production installé supposé fixe. On suppose en outre que les prix des combustibles ne sont pas affectés par la variation des quantités consommées (davantage de gaz, moins de charbon).

## 5.1 L'impact du prix du CO<sub>2</sub> sur les coûts variables de production du système

Les coûts variables de production du système électrique intègrent l'ensemble des coûts des filières permettant de satisfaire la consommation électrique.

L'introduction d'un prix du CO<sub>2</sub> produit deux effets sur les coûts variables de production :

- ▶ Un surcoût « prix des matières premières » : à mesure qu'on augmente le prix du CO<sub>2</sub>, il est fait appel à des centrales moins émettrices mais dont le coût de combustible est plus élevé. Le surcoût « prix des matières premières » reflète le surcoût effectif associé à la modification de l'interclassement des groupes.

- ▶ Un surcoût « prix du CO<sub>2</sub> » : en augmentant le prix du CO<sub>2</sub>, on augmente sa composante dans les coûts variables de production de chaque centrale. Ainsi, lorsque le prix du CO<sub>2</sub> augmente, il existe un surcoût « prix du CO<sub>2</sub> » même à niveau de production inchangé entre les différentes filières. Dans un mécanisme d'allocation totale des quotas par enchères, tel qu'il est envisagé à la cible du système ETS, ce « surcoût CO<sub>2</sub> » correspond au paiement des quotas achetés par les producteurs lors des enchères. Il se traduit donc par une recette pour l'autorité organisatrice des enchères, recette qui a vocation à être redistribuée entre les États.

Comme le montrent les résultats présentés précédemment, la modification de l'interclassement des groupes thermiques via le prix du CO<sub>2</sub> a pour effet de favoriser l'appel des groupes moins émetteurs mais consommant un combustible plus coûteux, entraînant de fait un surcoût « prix des matières premières » pour le système : l'allègement de la facture charbon ne compense pas l'alourdissement de celle de gaz. Pour autant, l'effet du prix du CO<sub>2</sub> reste neutre sur le coût variable de nombreuses autres filières, nucléaire et renouvelable notamment, dont le niveau de production n'est pas modifié et qui couvrent une part majoritaire de la production. Aussi, au périmètre global du système, le surcoût « prix des matières premières » lié à une augmentation du prix du CO<sub>2</sub> ne concernera qu'une proportion minoritaire du volume total de production.

La figure 26 présente la somme des coûts variables de production sur l'année sur l'ensemble des pays modélisés, exprimés en milliards d'euros par an. On présente ici la situation actuelle (prix du CO<sub>2</sub> à 7 €/tonne) ainsi que les scénarios de prix du CO<sub>2</sub> à 30 €/tonne et à 100 €/tonne, permettant une réduction des émissions de respectivement 15 % et 33 %. Les coûts liés aux matières premières et ceux liés au CO<sub>2</sub> sont séparés.

La figure 27 présente les surcoûts en euros par MWh de consommation sur l'ensemble du périmètre, par comparaison à la situation sans prix du CO<sub>2</sub>.

L'analyse de ces résultats montre que le surcoût « matières premières » est relativement limité. Ainsi, pour un prix du CO<sub>2</sub> de 30 €/tonne permettant une réduction des émissions d'environ 15 %, ce surcoût est de 4 milliards d'euros

Figure 23 : Coûts variables annuels de production pour l'ensemble des pays modélisés

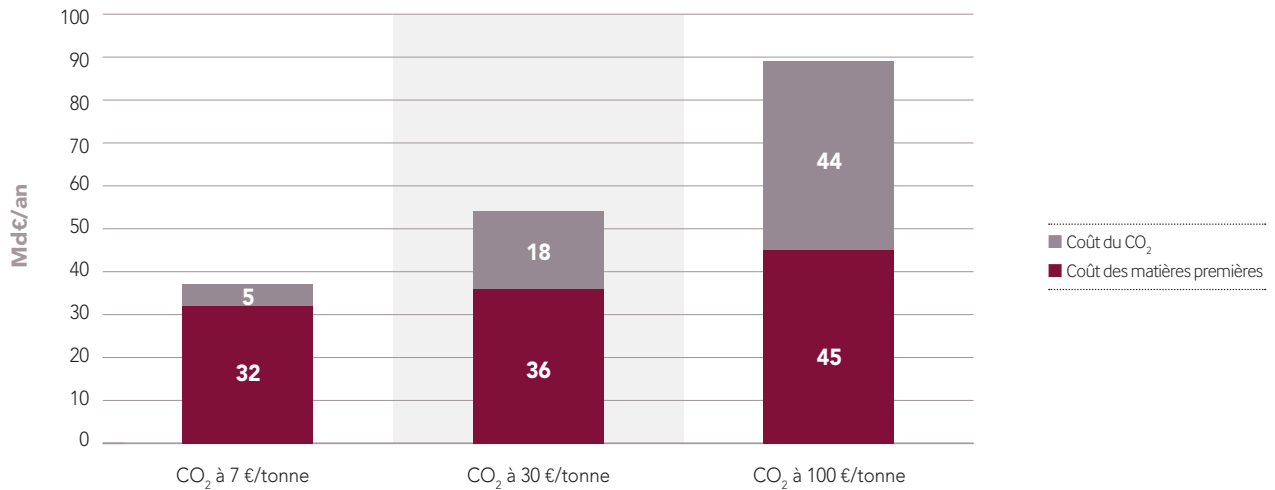
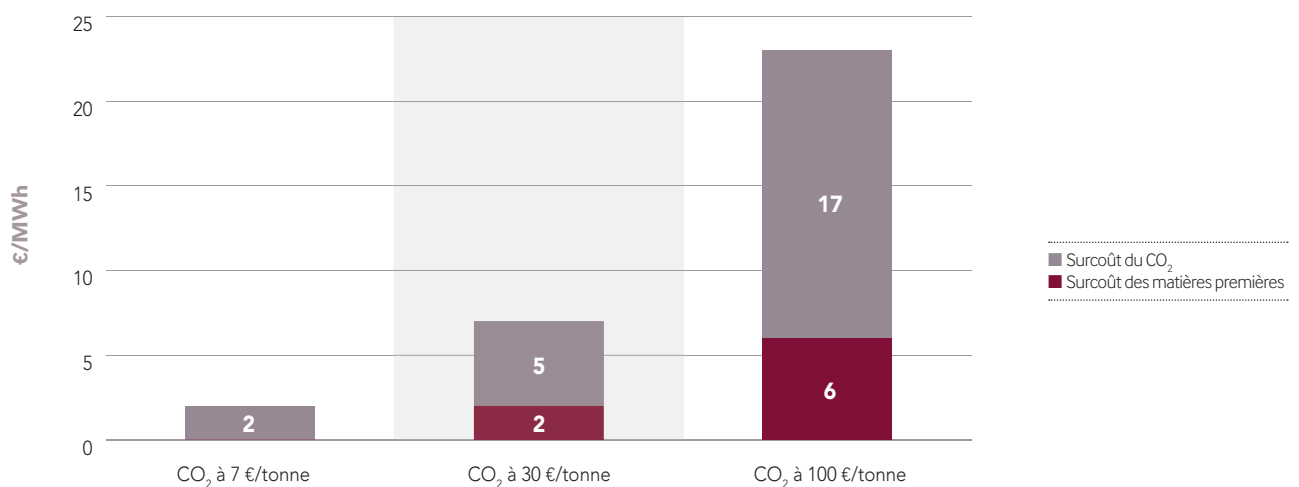


Figure 24 : Surcoûts rapportés à la consommation de l'ensemble des pays modélisés



par an, ce qui, rapporté à la consommation totale des pays considérés représente un surcoût de moins de 2 €/MWh. Dans le scénario le plus volontariste, pour un prix du CO<sub>2</sub> autour de 100 €/tonne, ce surcoût représenterait environ 6 €/MWh par an. Dans un tel scénario ce surcoût représente moins de 5% de la facture d'électricité pour un client domestique en France et en Europe.

Le surcoût « prix du CO<sub>2</sub> » est nettement plus significatif et représente un montant environ trois fois plus élevé. Ainsi, pour un prix du CO<sub>2</sub> autour de 100 €/tonne, cette

composante additionnelle fait passer le surcoût total de 6 €/MWh à 23 €/MWh, ce qui représente un surcoût global annuel supérieur à 50 milliards d'euros par an.

Ce surcoût « prix du CO<sub>2</sub> », relativement important, souligne la problématique de l'affectation des recettes d'enchères retirées par les États et la Commission européenne. À des niveaux élevés de prix du CO<sub>2</sub>, **une vigilance particulière devra donc être portée au mécanisme redistributif de ces recettes afin de limiter le surcoût qui pourrait peser in fine sur les consommateurs.**

## 5.2 L'impact du prix du CO<sub>2</sub> sur le prix de marché

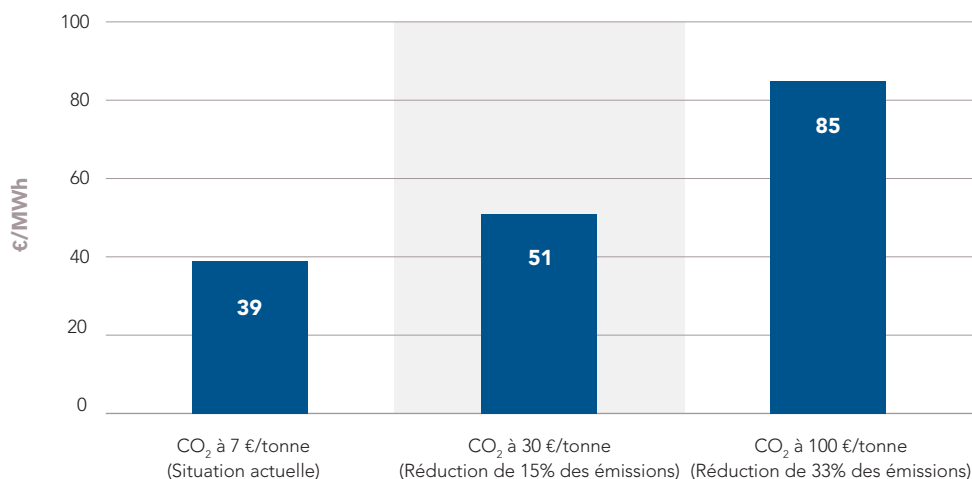
Le prix « spot » du marché de l'électricité reflète le coût de la dernière centrale de production (centrale marginale) appelée pour couvrir la consommation. En pratique, dans le système électrique français interconnecté au reste de l'Europe, les centrales marginales sont le plus souvent des centrales thermiques classiques, au charbon ou au gaz et le prix du marché va donc dépendre fortement du coût variable de production de ces centrales.

Au premier ordre et en faisant l'hypothèse d'un fonctionnement parfait des marchés, l'impact d'un accroissement du prix du CO<sub>2</sub> sur le prix « spot » devrait donc refléter l'augmentation associée du coût variable de fonctionnement des centrales au gaz.

Les simulations effectuées dans le cadre de l'étude confirment cette intuition. Les coûts marginaux augmentent en moyenne sur le marché français de l'ordre de 12 €/MWh pour un prix européen de la tonne de CO<sub>2</sub> à 30 €, et de 46 €/MWh pour un prix européen de la tonne de CO<sub>2</sub> à 100 €. Autrement dit, l'impact d'une augmentation du prix du CO<sub>2</sub> sur le prix de marché en France sera significatif car ce prix reflètera le coût de la dernière centrale appelée, souvent ailleurs en Europe.

**Cette augmentation des coûts marginaux pourrait induire une hausse du même ordre de grandeur de la facture des clients disposant de contrats indexés sur le prix de marché, bien supérieure à la hausse des coûts de production. Une attention devra être portée au cadre réglementaire mis en place pour limiter cet effet.**

Figure 25 : Coûts marginaux moyens annuels en France





**Les indicateurs économiques**

La dernière unité appelée (l'unité marginale), spécifique à une situation de consommation donnée, fixe le coût marginal du système et ainsi le prix de l'électricité.

Sur l'exemple illustratif suivant d'alimentation d'une zone de 80 GWh, pour laquelle il n'y a pas de prix affecté aux émissions de CO<sub>2</sub> (figure 26), le coût marginal du système est fixé par le coût des centrales au gaz. Les coûts variables de production (représentés par l'aire en bordeaux) sont alors de 1490 k€.

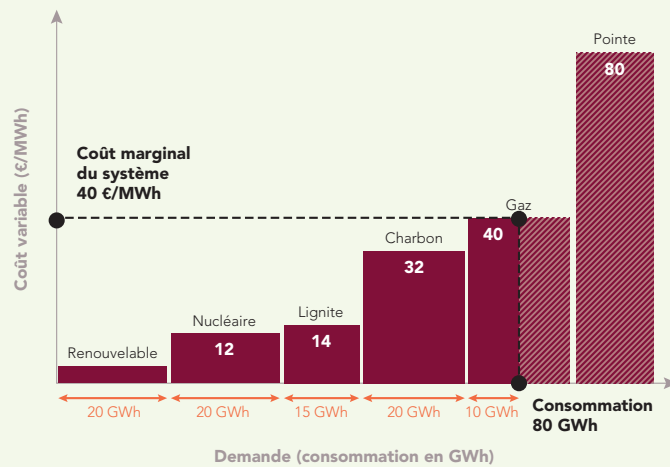
Si l'on considère une augmentation du prix du CO<sub>2</sub> (figure 27), les coûts variables de production des moyens carbonés augmentent et les centrales au gaz deviennent moins chères que les centrales au charbon. Le coût marginal du système est alors fixé par les centrales au charbon.

Les coûts variables de production liés aux matières premières (aire en bordeaux) sont alors de 1570 k€ et les coûts variables de production liés au CO<sub>2</sub> (aire en gris) sont de 840 k€.

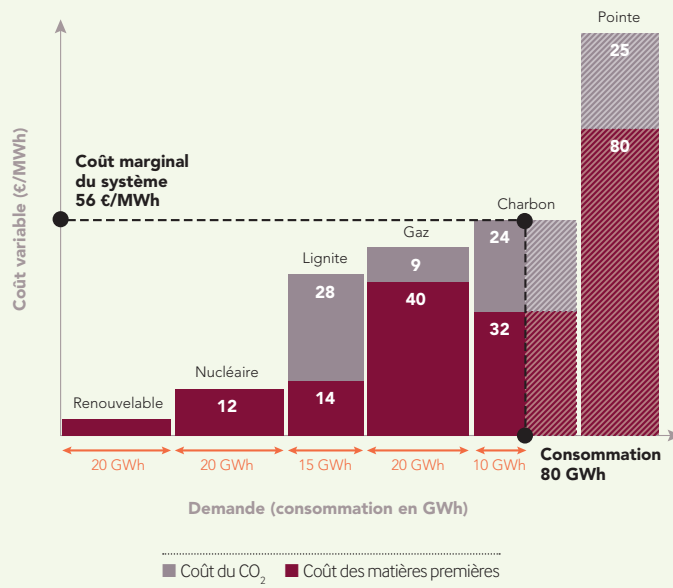
Si l'on s'intéresse à l'évolution des indicateurs entre les deux situations :

- ▶ Le **surcoût « matières premières »** (différences entre les aires en bordeaux des deux situations) est de 80 k€ soit, rapporté à la consommation, de **1 €/MWh**.
- ▶ Le **surcoût « prix du CO<sub>2</sub> »** (aire en gris de la deuxième situation) est de 840 k€ soit, rapporté à la consommation, proche de **10 €/MWh**.
- ▶ La **variation de coût marginal** du système est la différence entre le coût marginal du gaz en l'absence de prix du CO<sub>2</sub> (40 €/MWh), et le coût marginal du charbon en incluant un prix du CO<sub>2</sub> de 30 €/tonne (56 €/MWh), soit une augmentation de **16 €/MWh**.

**Figure 26 : Empilement des moyens de production pour l'alimentation de 80 GWh en l'absence de prix du CO<sub>2</sub>**



**Figure 27 : Empilement des moyens de production pour l'alimentation de 80 GWh avec un prix du CO<sub>2</sub> de 30 €/tonne**



# 6. UN PRIX ÉLEVÉ DU CO<sub>2</sub> FAVORISERAIT À LONG TERME LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES, DE LA FLEXIBILITÉ ET DU STOCKAGE

Les chapitres précédents évaluent l'impact qu'aurait un prix du CO<sub>2</sub> sur le fonctionnement du parc européen actuel, sans supposer de modification des capacités installées. Or un tel signal prix pourrait aussi constituer, à moyen et long termes, une stimulation sur les investissements et ainsi modifier la structure du parc de production, mais également de la consommation.

## 6.1 Présentation du scénario «Nouveau mix 2030» du Bilan prévisionnel (édition 2014)

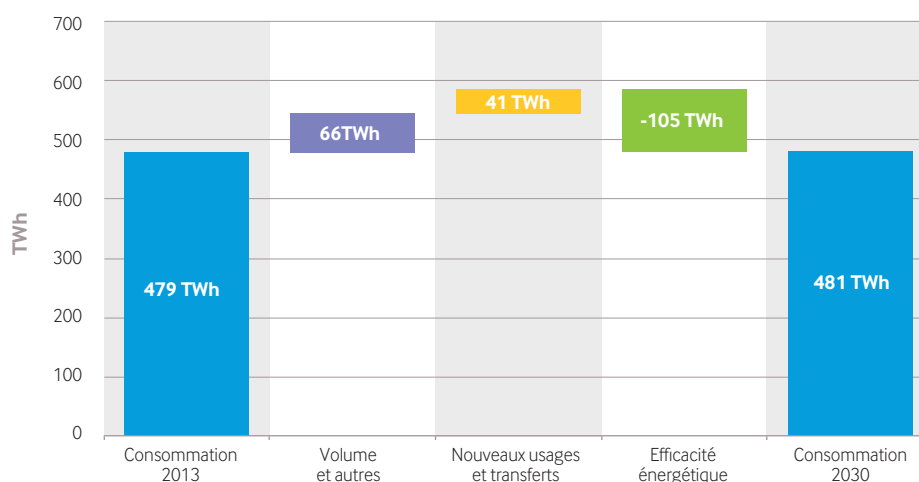
Le scénario «Nouveau mix 2030» du Bilan prévisionnel repose sur une hypothèse de prix du CO<sub>2</sub> élevé (95 €/tonne) permettant de cibler les investissements sur la sobriété énergétique, le développement des énergies renouvelables et le remplacement du charbon par le gaz. Il s'agit d'un des scénarios illustratifs

de ce que donnerait sur le long terme la mise en place de mesures volontaristes en matière de transition énergétique.

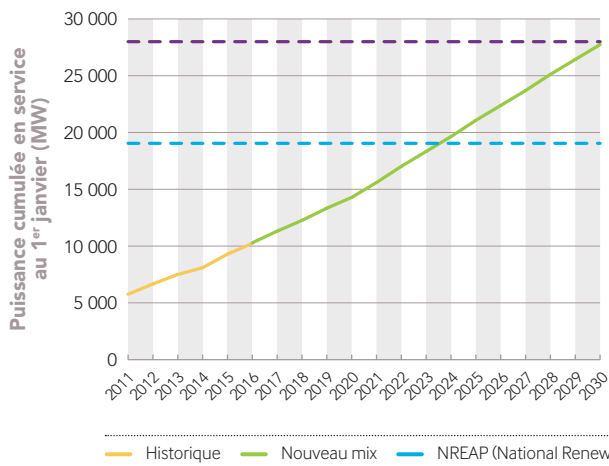
Sur la consommation, l'augmentation du prix du CO<sub>2</sub> a deux effets : d'une part elle accroît les transferts d'usage du pétrole et du gaz vers l'électricité, d'autre part elle accroît l'efficacité énergétique. Au final, la consommation dans ce scénario est quasiment stable, autour de 480 TWh en 2030, avec un effort de plus de 105 TWh d'efficacité énergétique.

Du côté de la production, les énergies renouvelables couvrent dans ce scénario 40% de la consommation à 2030. Le parc comprend 28 GW d'éolien terrestre, 9 GW d'éolien en mer, 24 GW de photovoltaïque et 3 GW d'hydrolien, ce qui représente une production de l'ordre de 135 TWh à laquelle il convient de rajouter la production hydraulique (de l'ordre de 60 TWh) pour obtenir le volume de production renouvelable totale.

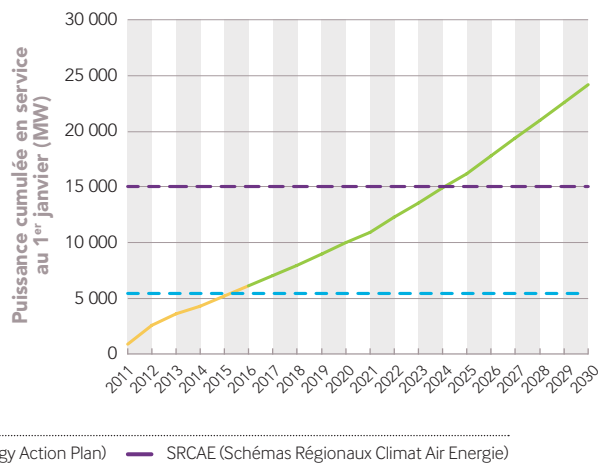
Figure 28 : Décomposition de la croissance de la consommation dans le scénario «Nouveau mix»



**Figure 29 : Évolution et projection de la puissance installée d'éolien terrestre en France**



**Figure 30 : Évolution et projection de la puissance solaire installée en France**



Enfin, le parc thermique à flamme voit ses capacités installées évoluer sensiblement : arrivée en fin de vie, une partie des centrales charbon est déclassée et remplacée par des centrales au gaz, car le prix du CO<sub>2</sub> est tel qu'il permet difficilement au charbon de trouver une place dans ce scénario. Le parc de centrale au gaz représente environ 10 GW de capacités installées en 2030 dans ce scénario, pour une production de l'ordre de 50 TWh.

## 6.2 Le prix du CO<sub>2</sub> accroît la compétitivité des énergies renouvelables et faciliterait leur intégration au marché

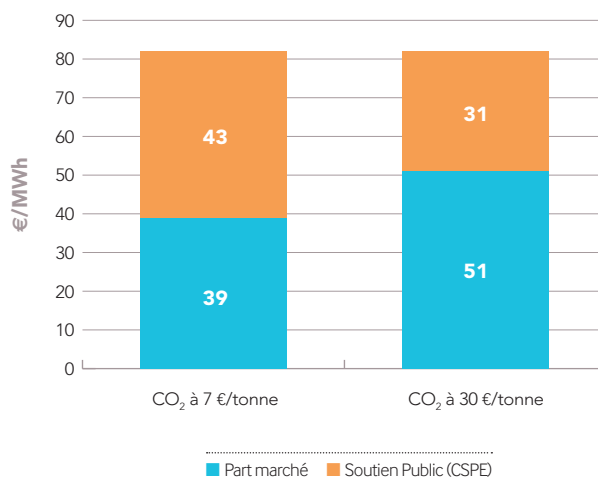
Le prix du CO<sub>2</sub> augmente le prix de marché dans une proportion probablement similaire à l'augmentation du coût marginal moyen annuel (soit une augmentation de l'ordre de 20 €/MWh pour un prix de la tonne de CO<sub>2</sub> à 30 €).

Les centrales de production d'électricité renouvelable, financées à l'horizon 2030 par un système de complément de rémunération, perçoivent une partie de leurs revenus de la vente sur le marché, revenus qui sont ensuite complétés par un soutien public pour permettre de couvrir leur coût.

Dans un contexte de pénétration importante des énergies renouvelables comme cela est le cas dans le scénario « Nouveau mix », la réponse au signal prix des centrales de production d'électricité renouvelable est importante pour favoriser le développement des profils

de production en bonne adéquation avec les besoins du système électrique. L'augmentation du prix de marché induit une augmentation de la part des revenus « marchés » des producteurs d'électricité renouvelable, et donc une part plus importante qu'ils accorderont au signal prix. **Dans le cas extrême d'un prix du quota de CO<sub>2</sub> à 100 €/tonne, les installations de production d'électricité renouvelable affichent un coût de production compétitif par rapport aux installations thermiques.**

**Figure 31 : Exemple de la structure de rémunération d'un parc éolien avec un complément de rémunération (soutien public) : les revenus issus de la vente directes sur le marché deviennent bien plus importants avec un signal prix du CO<sub>2</sub> croissant.**



Ainsi, avec le système du complément de rémunération tel qu'il va être mis en place en France, la prime est calculée *ex post* pour compléter les revenus liés à la vente directe calculés forfaitairement sur la base du profil moyen de production de la filière. Une installation peut chercher à maximiser ses revenus en essayant de mieux placer sa production par rapport au profil moyen de sa filière. Le signal prix du CO<sub>2</sub>, en augmentant la part des revenus liés au marché, pourrait ainsi inciter au choix de site avec un régime de vent différent ou complémentaire de celui du parc, et faciliter le développement de technologies ayant un profil de production plus optimal pour le système électrique, telles que les éoliennes toilées de nouvelles génération, ou le photovoltaïque sur tracker.

### 6.3 Le prix du CO<sub>2</sub> facilite l'émergence et la rentabilité de moyens de flexibilité et de stockage

Le développement des énergies renouvelables dans des proportions de l'ordre de 40% fera apparaître de nouveaux besoins de flexibilité et de stockage, notamment pour pouvoir équilibrer les périodes de creux et de pointe de la demande résiduelle (i.e la demande nette de la production renouvelable).

Avec une forte pénétration éolienne et photovoltaïque, les indicateurs de variabilité journalière et hebdomadaire

de la consommation résiduelle, calculés dans le dernier Bilan prévisionnel<sup>5</sup>, augmentent nettement, de plus de 50% dans le cas de l'hebdomadaire.

Les centrales au gaz constituent un actif de flexibilité important pour le système électrique à même de répondre à une partie de ces besoins de flexibilité croissant. Or, la compétitivité du charbon devant le gaz a induit, ces dernières années, une baisse du nombre d'heures de fonctionnement des CCG, induisant des difficultés de rentabilité, voire des mises sous cocon de certaines centrales. Le prix du CO<sub>2</sub>, en inversant une partie de ce *merit order*, permet d'augmenter le nombre d'heures de fonctionnement des centrales au gaz. Ainsi, dans le scénario « Nouveau mix » du Bilan prévisionnel, à horizon 2030, les centrales au gaz affichent un nombre d'heures de fonctionnement de l'ordre de 4000 à 5000 heures, contre moins de 1000 heures pour celles au charbon. En 2015 les centrales au charbon ont fonctionné plus 2500 heures contre environ 2000 heures pour celles au gaz.

Le signal prix CO<sub>2</sub> faciliterait donc, dans un contexte européen, la rentabilité des moyens de production au gaz devant ceux au charbon, permettant ainsi un accompagnement plus propre du développement des EnR.

Enfin, aux conditions économiques du marché actuel, il n'est pas économiquement rentable de financer de nouveaux moyens de stockage. En effet, le faible coût

Figure 32 : Variabilité journalière de la consommation résiduelle : indicateur en énergie

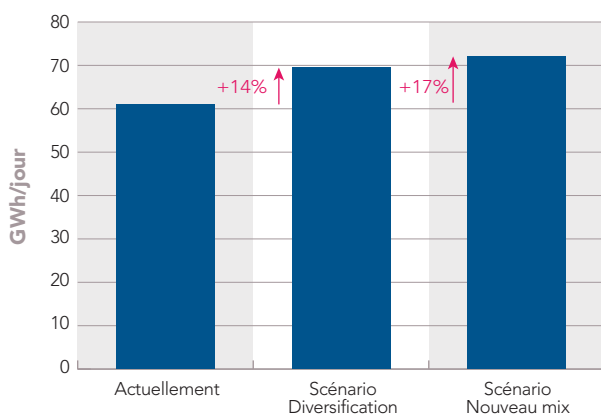
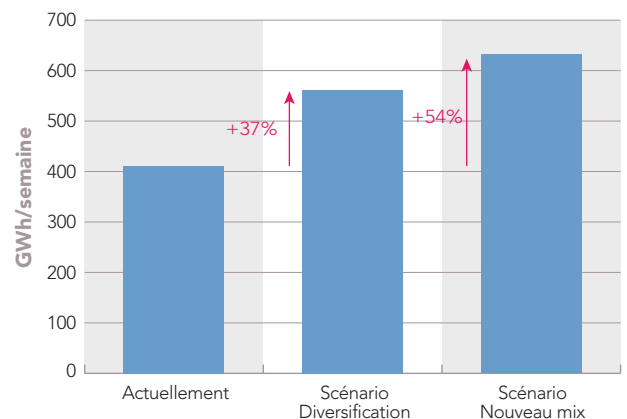


Figure 33 : Variabilité hebdomadaire de la consommation résiduelle : indicateur en énergie



5. [www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel](http://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel)

marginal de la production thermique a conduit à un resserrement des prix de marché entre les périodes de creux et les périodes de pointe. Au-delà du développement des énergies renouvelables et de la flexibilité, la mise en place d'un prix de CO<sub>2</sub> suffisamment élevé (supérieur à celui du scénario nouveau mix) induirait deux effets complémentaires permettant de valoriser des moyens de stockage.

- ▶ Une pénétration des énergies renouvelables suffisante pour augmenter sensiblement l'énergie produite à coût marginal faible ou nul (effet volume).
- ▶ Une augmentation du coût marginal de production de la semi-base (effet prix).

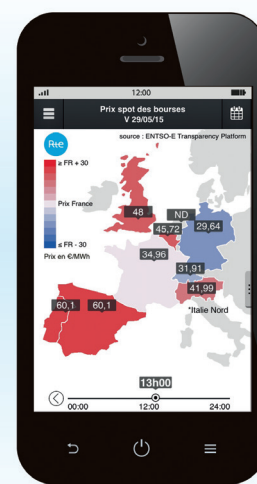
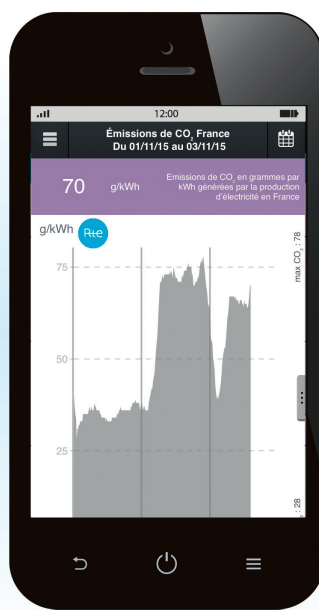
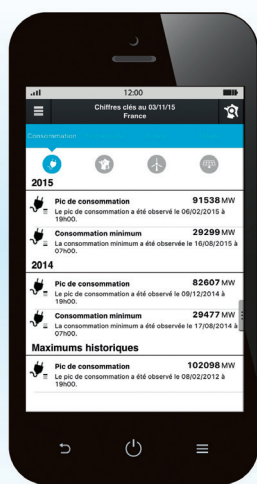
Ces capacités de stockages pourraient ainsi absorber une partie de la production renouvelable potentiellement excédentaire pour la restituer lors des périodes de pointes.

# Tout savoir de l'électricité en France et dans votre région

Visualiser les variations des émissions de CO<sub>2</sub> associées à la production électrique au fil des heures et des saisons

Comprendre les enjeux du système électrique

Consulter les prix de marché de l'électricité en Europe



## Une application pédagogique au service de la transparence

« Telle une horloge énergétique », éco<sub>2</sub>mix permet de suivre heure par heure, les données régionales et nationales du système électrique.

[www.rte-france.com/eco2mix](http://www.rte-france.com/eco2mix)

RTE met à la disposition du public des données sur la base de comptages effectués sur son réseau et à partir d'informations transmises par ERDF, les entreprises locales de distribution et certains producteurs.

Téléchargez gratuitement l'application dès maintenant !



Le réseau de l'intelligence électrique



RTE, Réseau de Transport d'Électricité, est une entreprise de service. Notre mission fondamentale est d'assurer à tous nos clients l'accès à une alimentation électrique économique, sûre et propre. RTE connecte ses clients par une infrastructure adaptée et leur fournit tous les outils et services qui leur permettent d'en tirer parti pour répondre à leurs besoins, dans un souci d'efficacité économique, de respect de l'environnement et de sécurité d'approvisionnement en énergie. À cet effet, RTE exploite, maintient et développe le réseau à haute et très haute tension. Il est le garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. RTE achemine l'électricité entre les fournisseurs d'électricité (français et européens) et les consommateurs, qu'ils soient distributeurs d'électricité ou industriels directement raccordés au réseau de transport. Avec près de 105000 km de lignes comprises entre 63000 et 400000 volts et 48 lignes d'interconnexions, le réseau géré par RTE est le plus important d'Europe. RTE emploie 8500 salariés.

[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)



L'ADEME est l'opérateur de l'État pour accompagner la transition écologique et énergétique. C'est un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) placé sous tutelle conjointe du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et du ministère de l'Éducation nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche. Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'ADEME met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en oeuvre, et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

[www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)



Le réseau de l'intelligence électrique

**Direction de l'économie, de la prospective  
et de la transparence**  
1, terrasse Bellini TSA 41000  
92919 La Défense Cedex  
[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)

